

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



PROYECTO FIN DE CARRERA

CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA DE 49,9MWe CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Autor: Carlos Olivares Saiz

Director: Ángel Arias Hernández

Titulación: Ingeniería Técnica Industrial – Especialidad Mecánica

Departamento: Mecánica de Medios Continuos y Teoría de Estructuras

Fecha: Noviembre, 2012





ÍNDICE

1. CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	10
2. CAPITULO II: OBJETIVO DEL PROYECTO	11
3. CAPITULO III: MOTIVACION DEL PROYECTO	12
3.1. Alcance	12
3.2. Tecnología elegida	12
3.3. Ventajas socio-económicas	13
3.4. Ventajas de la energía solar	14
4. CAPITULO IV: DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA	15
4.1. Descripción general de las instalaciones	15
4.1.1. Configuración de la instalación	15
4.1.2. Edificios e instalaciones	15
4.1.3. Sistemas principales	18
5. CAPITULO V: ANÁLISIS DE SOLUCIONES. DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR.	24
5.1. Descripción del emplazamiento seleccionado.	25
5.1.1. Justificación del emplazamiento	25
5.1.2. Ubicación	25
5.1.3. Topografía	26
5.1.4. Hidrografía	26
5.1.5. Aspectos urbanísticos	27
5.1.6. Estudio geotécnico y geológico	27
5.1.7. Estratigrafía	28
5.1.8. Tectónica	28
5.1.9. Geomorfología	28
5.1.10. Historia geológica	28
5.1.11. Minería y canteras	29
5.1.12. Hidrogeología	29



5.1.13.	Infraestructuras y servicios	30
5.1.14.	Transportes y comunicaciones	31
5.1.15.	Líneas e infraestructuras eléctricas	32
5.1.16.	Estudio del recurso solar	32
5.1.17.	Usos del agua	36
5.2.	Elección del tamaño de la planta solar.	38
5.3.	Condiciones del terreno.	39
5.3.1.	Movimiento de tierras.	39
5.3.2.	Cimentación.	39
5.3.3.	Bancada.	40
5.3.4.	Zanjas.	40
5.3.5.	Otros trabajos.	40
5.4.	Descripción de los sistemas que configuran la planta termosolar.	40
5.4.1.	Campo Solar.	41
5.4.2.	Elección del fluido calorífico a emplear en la planta.	52
5.4.3.	Elección del sistema de almacenamiento a emplear en la planta termosolar.	64
5.4.4.	Sistema de conversión de potencia.	69
6.	CAPITULO VI: DIMENSIONAMIENTO Y CONFIGURACIÓN DEL CAMPO SOLAR Y SUS COMPONENTES	84
6.1.	Dimensionamiento y configuración del campo solar y sus componentes.	84
6.1.1.	Punto de diseño.	86
6.1.2.	Ángulo de incidencia.	86
6.1.3.	Pérdidas ópticas.	87
6.1.4.	Pérdidas geométricas.	89
6.1.5.	Pérdidas térmicas.	90
6.1.6.	Tipo de colector.	92
6.2.	Autoconsumos de la planta.	99
6.2.1.	Embarrado de Media Tensión.	99
6.2.2.	Embarrado de Baja Tensión.	99
6.2.3.	Embarrado de Servicios Vitales.	99
7.	CAPITULO VII: ESTIMACION DE COSTES	100
7.1.	Desarrollo del Proyecto, Licencias y Contratos.	100
7.2.	Obra Civil.	100



7.3.	Campo Solar.	102
7.4.	Bloque de Potencia.	102
7.5.	Sistema de Fluido Térmico HTF.	104
7.6.	Sistema de almacenamiento térmico (TES).	105
7.7.	BOP y Servicios Comunes.	105
7.8.	Instalación Eléctrica.	106
7.9.	Integración.	107
7.10.	Comisiones y Seguros de la Construcción.	107
7.11.	Dirección y Gestión del Proyecto.	107
7.12.	Resumen del Presupuesto.	108
8.	CAPITULO VIII: CONCLUSIONES	109
8.1.	Emplazamiento	109
8.2.	Potencia nominal de la central solar termoelectrica	109
8.3.	Diseño de la central solar termoéctrica	109
8.4.	Dimensionamiento del campo solar	110
8.5.	Presupuesto	111
9.	CAPITULO IX: TRABAJOS FUTUROS Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN ACTUALES EN LA TECNOLOGÍA CCP.	112
9.1.	Trabajos Futuros	112
9.2.	Lineas de investigación actuales en la tecnología CCP.	112
9.2.1.	Nuevos Tubos Absorbedores.	112
9.2.2.	Nuevos diseños de estructuras soporte (colectores).	112
9.2.3.	Nuevos fluidos a emplear en los colectores cilindro parabólicos.	113
9.2.4.	Nuevos sistemas de almacenamiento térmico.	113
10.	CAPITULO X: BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	114
10.1.	Bibliografía.	114
10.2.	Referencias web.	116



11.	CAPITULO XI: NORMATIVA APLICABLE	117
11.1.	Legislación	117
11.1.1.	Nivel estatal	117
11.1.2.	Nivel autonómico	122
11.1.3.	Nivel municipal	124
11.2.	Normativa técnica	124

INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Superficie aproximada ocupada por las instalaciones	18
Tabla 5.1: Situación geográfica de la central COSOL	26
Tabla 5.2: Relación de parcelas de la central COSOL	26
Tabla 5.3: Temperaturas y humedades relativas del emplazamiento	33
Tabla 5.4: Irradiación solar del emplazamiento (W/m2) y % de cielo descubierto	35
Tabla 5.5: Parámetros característicos del emplazamiento.....	36
Tabla 5.6: Datos de diseño del colector EUROTROUGH ET-100.....	44
Tabla 5.7: Características técnicas del receptor SCHOTT PTR 70 y del SIEMENS.....	48
Tabla 5.8 Propiedades de los aceites térmicos.	53
Tabla 5.9: Medios de almacenamiento utilizados en las plantas termosolares.....	65
Tabla 5.10: Fortalezas y debilidades de los sistemas de almacenamiento de un.....	67
Tabla 6.1 : Características del colector Eurotrough.....	92
Tabla 6.2: Propiedades físicas del Therminol VP-1.....	93
Tabla 6.3: datos de diseño.....	98
Tabla 7.1: Desarrollo del Proyecto, Licencias y Contratos	100
Tabla 7.2: Obra Civil.	100
Tabla 7.3: Campo Solar.	102
Tabla 7.4: Bloque de Potencia.	102
Tabla 7.5: Sistema de Fluido Térmico HTF	104
Tabla 7.6: Sistema de almacenamiento térmico (TES).	105
Tabla 7.7: BOP y servicios comunes	105
Tabla 7.8: Instalación Eléctrica.	106
Tabla 7.9: Integración	107
Tabla 7.10: Comisiones y seguros de la construcción.	107
Tabla 7.11: Dirección y Gestión del Proyecto.....	107
Tabla 7.12: Resumen del Presupuesto.....	108
Tabla 8.1: datos de diseño.....	110
Tabla 8.2: Resumen del Presupuesto.....	111



INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 5.1: Vista del emplazamiento	27
Ilustración 5.2: Construcción ganadera en el emplazamiento	30
Ilustración 5.3: Almacén presente en el emplazamiento	30
Ilustración 5.4: Accesos y vías de comunicación.....	31
Ilustración 5.5: Principales usos del agua	38
Ilustración 5.6: Esquema de funcionamiento de una central térmica-solar.	41
Ilustración 5.7: Parte de atrás de la estructura de un colector Solargenix. www.nrel.gov	42
Ilustración 5.8: Filas de colectores ET-100. (Fuente: Solar Millennium AG, 2009)	43
Ilustración 5.9: Reflector cilíndrico-parabólico (EUROTROUGH. www.nrel.gov)	45
Ilustración 5.10: Tubo absorbedor SIEMENS UVAC 2010. (Fuente: Siemens, 2010).....	46
Ilustración 5.11: Esquema de los componentes del tubo absorbedor Siemens UVAC 2010. (Fuente: Siemens, 2010).....	46
Ilustración 6.12: Tubo absorbedor SCHOTT PTR 70. (Fuente: Schott, 2010)	47
Ilustración 5.13: Seguimiento solar.	50
Ilustración 5.14: Estructura del colector	52
Ilustración 5.15: . Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con.....	53
Ilustración 5.16: Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con	54
Ilustración 5.17: Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con	54
Ilustración 5.18: Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con	55
Ilustración 5.19: Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1	56



Ilustración 5.20: Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1	56
Ilustración 5.21: Comparación de la sal Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 para ver	57
Ilustración 5.22: Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 para	57
Ilustración 5.23: Sistema de almacenamiento y circuito de vapor	64
Ilustración 5.24: Esquema del sistema de almacenamiento.	68
Ilustración 5.25: Ciclo de vapor.....	70
Ilustración 5.26 : Turbina Siemens SST-700.....	72
Ilustración 5.27: Scada recogida de datos para operación de la planta. Renovetec.	79
Ilustración 5.28: Ejemplo diagrama unifilar planta eléctrica.....	80
Ilustración 6.1: Cálculo de la potencia térmica SAM.	85
Ilustración 6.2: Cálculo del múltiplo solar SAM.....	85
Ilustración 6.3: Planos y ángulos que describen un CCP.	87
Ilustración 6.4: Tubo absorbedor con suciedad.	88
Ilustración 6.5: Descripción de las pérdidas inherentes a cada colector.	89
Ilustración 6.6: Cálculo pérdidas ópticas y geométricas SAM.	90
Ilustración 6.7: Descripción de las pérdidas térmicas en un tubo absorbedor.....	91
Ilustración 6.8: Pérdidas conjunto completo.....	92
Ilustración 6.9: temperatura Vs densidad (therminol VP-1)	93
Ilustración 6.10: Temperatura Vs viscosidad (therminol VP-1).	94
Ilustración 6.11: Temperatura Vs Cp (therminol VP-1).....	94



CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA DE 49,9 MW CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Autor: Olivares Saiz, Carlos

Director/ Tutor: Arias Hernández, Ángel

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto desarrolla una planta de generación de energía eléctrica de 49,9 MWe mediante la energía solar, utilizando la tecnología de espejos cilindro-parabólicos con almacenamiento térmico en sales fundidas usando un ciclo Rankine de agua/vapor. La instalación se ubicará en el término municipal de Villarta de San Juan (Ciudad Real).

La selección de la potencia nominal de la central solar termoeléctrica se ha determinado sobre la base del marco legal (RD.661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial) que limita la potencia de este tipo de instalaciones a la indicada.

49.9 MW SOLAR THERMOELECTRIC PLANT WITH THERMAL STORAGE

This project develops a 49,9 MWe thermo-solar power plant using cylindrical-parabolic mirror technology with thermal energy storage using a cycle Rankine water/steam. The power plant will be situated in Villarta de San Juan (Ciudad Real)

The selection of the nominal power rating of the solar thermal power plant has been determined on basis of the legal framework (RD.661/2007, 25 May, by regulating the activity of production of energy in special regime) which limits the power of these types of facilities directed.



1. CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

Este proyecto se redacta en el marco de promover la construcción de una central solar termoeléctrica de 49,9 MWe, denominada COSOL, en el término municipal de Villarta de San Juan (Ciudad Real), en Castilla La Mancha.

Se han efectuado las gestiones de identificación y evaluación de emplazamiento para poder contratar y disponer de terrenos suficientes para la implantación de una central solar termoeléctrica de colectores cilindro-parabólicos, con campo solar y equipamiento dimensionados para entregar 49,9 MWe.

Los estudios realizados hasta la fecha han estado dirigidos a tener un criterio de viabilidad, tanto económica como de ubicación, así como de compatibilidad real con los requisitos de instalación que tiene la central solar termoeléctrica de colectores parabólicos.

En dichos estudios se ha podido concluir, por otra parte, el enorme impacto ambiental positivo que supone la implantación de una instalación de este tipo a nivel de ahorro en emisiones de CO₂, además de constituir un impulso definitivo en la promoción, investigación y desarrollo de una nueva tecnología respetuosa con el medioambiente.

La implantación de una central solar termoeléctrica de estas características supone la creación de 50 puestos de trabajo permanentes y de hasta 950 durante el periodo de construcción (dos años), además de impulsar el aprovechamiento y promoción de recursos locales y el desarrollo de la comarca.



2. CAPITULO II: OBJETIVO DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene por objeto definir de forma precisa, desde el punto de vista técnico, económico, ambiental, de eficiencia energética y de seguridad, la instalación de generación de energía solar termoeléctrica COSOL, de 49,9 MWe de potencia, a instalar en el término municipal de Villarta de San Juan (Ciudad Real), en Castilla La Mancha.

Para conseguir este objetivo principal los objetivos secundarios han sido:

Se ha realizado una selección del emplazamiento de la central teniendo en cuenta las condiciones que ha de cumplir el lugar de ubicación de una central de estas características.

Se ha determinado el recurso solar del que se dispone en el emplazamiento seleccionado.

Se ha analizado y justificado la elección de los parámetros y elementos principales que componen una central termosolar.

Se ha realizado dimensionamiento y configuración del campo solar y sus componentes

Se ha confeccionado un presupuesto del coste de la inversión inicial de la central.

3. CAPITULO III: MOTIVACION DEL PROYECTO

3.1. Alcance

Como ya se ha mencionado anteriormente, el objeto del presente proyecto es el diseño de la central solar termoeléctrica COSOL de una potencia de 49,9 MWe. El emplazamiento seleccionado para esta instalación se encuentra situado en el término municipal de Villarta de San Juan (Ciudad Real), en Castilla La Mancha.

3.2. Tecnología elegida

Se instala un grupo solar termoeléctrico, adoptando la tecnología de concentradores cilindro-parabólicos, con una potencia de 49,9 MW.

La selección de la potencia nominal de la central solar termoeléctrica (49,9 MWe), se ha determinado sobre la base del marco legal del RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, que limita la potencia de este tipo de instalaciones a la indicada.

En líneas generales, una central solar termoeléctrica de estas características consta de los siguientes subsistemas:

Campo solar

Sistema de fluido térmico

Sistema de almacenamiento térmico

Sistema de generación de vapor

Sistema de calentamiento auxiliar de fluido térmico

Ciclo de potencia

Sistemas auxiliares

Sistemas eléctricos

Sistema de control e instrumentación

Sistemas de suministro y tratamiento de agua

Sistema de vertidos

La fuente primaria para la generación de energía eléctrica en este tipo de centrales térmicas es la energía irradiada por el sol. Dicha energía solar se focaliza sobre receptores mediante colectores cilindro-parabólicos, calentando de este modo el fluido térmico que discurre por dichos receptores (aceite sintético).

El seguimiento del sol con vistas a mantener la orientación óptima de los colectores durante todo el día se realiza mediante un sistema que los mueve en torno a su eje focal y que está orientado según la dirección norte-sur.

La energía térmica almacenada en este fluido térmico, es transferida a otro fluido (agua) que realiza el ciclo termodinámico de agua-vapor de la central, expandiéndose en una turbina. De este modo, se transforma la energía térmica acumulada en el vapor de agua, en energía mecánica.

La energía mecánica suministrada por la turbina se transforma en energía eléctrica mediante un alternador. Finalmente, la energía eléctrica es inyectada a la red general.

Así mismo, la central cuenta con un sistema de almacenamiento de energía térmica consistente en dos tanques de sales fundidas. La función de este sistema es independizar, en cierto grado, la producción de energía eléctrica de la radiación solar, haciendo que la producción eléctrica sea constante y se prolongue durante más tiempo cada día (por ejemplo, en períodos de nubosidad transitoria, radiación solar reducida, etc.). De este modo, se dota a la central de cierta capacidad respecto del concepto de gestionabilidad definido en el RD 661/2007.

Además de esto, la central va equipada con una caldera de gas natural de apoyo y respaldo en las operaciones diarias de encendido y funcionamiento óptimo de la central, con la que puede producir el equivalente a un máximo del 15% de la electricidad total, cumpliendo con los límites impuestos en el RD 661/2007, para las instalaciones incluidas en la categoría b.1.2, solar termoelectrica.

El diseño se ha orientado a conseguir las siguientes características, principalmente:

Flexibilidad: la central solar termoelectrica es capaz de operar en cualquier régimen de funcionamiento con gran rapidez de adaptación a las condiciones meteorológicas.

Tiempo de arranque pequeño: se dota a la central con dispositivos que, apoyados por las características propias de esta tecnología, facilitan tiempos de arranque muy pequeños.

Diseño fiable y disponibilidad: el diseño de la central solar termoelectrica es fiable y cuenta con redundancias del 100% en los equipos esenciales. Esto repercute en un nivel alto de disponibilidad de operación.

Rendimiento alto: el diseño altamente optimizado del generador de vapor, turbina de vapor, alternador y todo el ciclo termodinámico, hace que la central solar termoelectrica tenga un alto rendimiento durante su operación.

Costes de operación bajos: como resultado de lo indicado anteriormente y la eficiencia de la central solar termoelectrica, que la hace fácilmente operable, los costes de generación tienen un valor muy bajo.

Generación con óptimas condiciones medioambientales: se cumple con la legislación más restrictiva en materia medioambiental.

Seguridad, Higiene y Salud: se cumple con la legislación más restrictiva en la materia de seguridad, higiene y salud.

3.3. Ventajas socio-económicas

La implantación de una central solar termoelectrica de estas características en el emplazamiento seleccionado, además de tener un importante impacto económico, presenta numerosas ventajas, entre las que se pueden citar las siguientes:

Creación de unos 50 puestos de trabajo permanentes para la operación y el mantenimiento de la central.

Empleo de hasta unos 950 trabajadores (aproximadamente 900 de media) durante el período de construcción (dos años) de la central solar termoelectrica.

Aprovechamiento máximo de los recursos locales de mano de obra, materiales y suministros de construcción de la región. COS, S.L. se compromete a contar con el máximo de proveedores locales y nacionales, dando así un fuerte impulso a la creación de puestos de trabajo y fortaleciendo un grupo nacional para este sector de tecnología innovadora.

Adquisición de la experiencia necesaria para el desarrollo de un proyecto basado en energía solar limpia y sostenible con una nueva y moderna tecnología, con las oportunidades de empleo y fabricación que esto conlleva.

Los efectos relevantes en Castilla La Mancha en la fase de construcción de las infraestructuras del proyecto están constituidos por las rentas y empleo generados por la empresa constructora, empresas suministradoras y empresas productoras de bienes de consumo. Además, este incremento de rentas provocará un aumento de los ingresos públicos como consecuencia de la ampliación de las bases imponibles.

Se prevé que la operación y mantenimiento de la central solar COSOL creará cerca de 50 puestos fijos directos para personal cualificado a nivel de profesionales de mantenimiento, operadores y técnicos de centrales térmicas, además de puestos de trabajo y oportunidades de negocio indirectos en toda la zona, con un impacto muy significativo en el tejido micro-económico del Ayuntamiento de Villarta de San Juan (Ciudad Real), en Castilla La Mancha.

3.4. Ventajas de la energía solar

La energía solar, con la tecnología de que se dispone actualmente, se asienta cada vez más como un complemento inevitable, aunque es un hecho que no puede sustituir el uso de combustibles fósiles.

Como algunas ventajas generales de la energía solar se pueden citar las siguientes:

Es inagotable, sin límite de suministro.

Es segura, sin riesgos ni dependencias geopolíticas.

No produce emisiones de CO₂ ni otro tipo de contaminación.

A título ilustrativo, una central solar de 49,9 MW presenta las siguientes ventajas:

Genera energía eléctrica limpia para 50.000 familias.

Evita la emisión anual de 18.000 t de CO₂ (si se compara con generación eléctrica mediante ciclo combinado; si se compara con una central térmica convencional de carbón, la diferencia es de 50.000 t). De este modo se contribuye a la consecución de los objetivos impuestos en el protocolo de Kyoto.

Evita la importación anual de 12.000 t de petróleo, en comparación con una central convencional para la misma potencia instalada.

Crea riqueza y puestos de trabajo en el municipio de emplazamiento tanto en la fase de construcción y puesta en marcha como durante la explotación de la central.

4. CAPITULO IV: DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA

4.1. Descripción general de las instalaciones

4.1.1. Configuración de la instalación

La fuente primaria para la generación de energía eléctrica en una central solar termoeléctrica es la energía irradiada por el sol. Dicha energía solar es captada por el campo solar, que está constituido por colectores cilindro-parabólicos que concentran la energía sobre los tubos absorbedores localizados en su línea focal, de modo que se calienta el fluido térmico que discurre en su interior.

La energía térmica almacenada en este fluido térmico es transferida a otro fluido (agua) que realiza el ciclo termodinámico agua-vapor de la central. La energía térmica acumulada en el vapor de agua se transforma en energía mecánica mediante la expansión del vapor en la turbina. Finalmente, la energía mecánica suministrada por la turbina se transforma, mediante un alternador, en energía eléctrica que es inyectada a la red general.

Por otro lado, la central cuenta con un sistema de almacenamiento de energía térmica consistente en dos tanques de sales fundidas. La funcionalidad de este sistema es independizar, en cierto grado, la producción de energía eléctrica de la radiación solar, haciendo que la producción eléctrica sea constante y se prolongue durante más tiempo cada día (por ejemplo, en periodos de nubosidad transitoria).

Además de esto, la central va equipada con una caldera de gas natural de apoyo con una participación de un porcentaje máximo del 15% sobre la energía eléctrica producida, tal y como se recoge en el Real Decreto 661/2007. Dicha caldera actúa también como respaldo en las operaciones diarias de encendido de la central.

4.1.2. Edificios e instalaciones

De forma general, la cota de la parte superior de bancadas de equipos y soleras de edificios es de 20 cm sobre la cota de explanación del terreno circundante para protección del agua de lluvia.

A continuación se describen brevemente los edificios e instalaciones principales que componen la central.

En la Tabla 5.1 se recogen las superficies aproximadas de ocupación de los edificios e instalaciones presentes.

Edificio de control de acceso

El edificio para el control de acceso a la central está situado junto al vial que da entrada al emplazamiento de la misma. Está constituido por una cabina de control, un vestuario y un baño. Dentro de la cabina de control se dispone un puesto de vigilancia.

Edificio multiusos

Este edificio está situado fuera de la isla de potencia, y consta de una sola planta con los siguientes elementos:



Área de oficina.

Despachos para el jefe de central, jefe de operación, jefe de mantenimiento y jefe de administración.

Sala de reuniones, con capacidad para 15 personas.

Aseos (hombres, mujeres, minusválidos).

Cafetería.

Office.

Archivo.

Sala de conferencias y medios audiovisuales, en la cual se realizarán los cursos de formación, sala de prensa, sala de proyección, etc.

El exterior del edificio cuenta con las siguientes instalaciones:

Zona de aparcamiento.

Área de descanso ajardinada con zonas de sombra dotadas de bancos y mesas de tiempo libre.

Edificio taller-almacén

Se ubica en la isla de potencia, pero separado de las instalaciones con los grupos de los generadores. Se divide en tres zonas:

Área de taller (de trabajos pesados, de trabajos limpios y de trabajos mecánicos).

Área de almacén, incluyendo un almacén eléctrico.

Oficinas y talleres para instrumentación con ambiente controlado. Las oficinas se sitúan a modo de entreplanta a la que se accede mediante escaleras desde la planta baja.

Además se diseña una zona de aparcamiento techada con las dimensiones adecuadas para un camión de carga.

Edificio para la planta de tratamiento de agua y la planta de tratamiento de efluentes

En el mismo edificio se dispone de dos zonas, una correspondiente a la planta de tratamiento de agua y otra correspondiente a la planta de tratamiento de efluentes, anexas entre sí y al edificio de bombas de protección contra incendios.

Aloja en su interior el laboratorio, que debe disponer de sistema de climatización.

Se incluyen en este edificio todos los equipos necesarios para los sistemas de tratamiento propuesto.

Edificio de bombas de agua de circulación y de bombas de protección contra incendios

El edificio de las bombas de agua de circulación y el de protección contra incendios tienen características similares.

El edificio de las bombas de agua de circulación está ubicado junto a la torre de refrigeración y el edificio de las bombas de protección contra incendios está situado junto al edificio donde se localizan la planta de tratamiento de agua y la de efluentes.

Sala de control



CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA DE 49,9 MWe CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Se sitúa en las cercanías del edificio donde se ubican la planta de tratamiento de agua y la planta de tratamiento de efluentes.

Está dotada de las instalaciones, mobiliario y equipos informáticos y de monitorización para el control de la central. Se dispone de un sistema de protección contra incendios acorde a estas características.

Se habilita una sala de equipos de control, una zona de ingeniería y otra de descargas, anexas a la sala de control y una pequeña sala de conferencias. Además del office y los aseos.

Edificios de la subestación de transformación

El edificio de la subestación de transformación cuenta con los equipos principales y sistemas auxiliares necesarios para su funcionamiento además de una sala de control. Está situada en la isla de potencia.

Instalación	Superficie (m ²)
Campo solar	1.537.400
Isla de potencia	51.621
Taller-almacén	1.325
Planta de tratamiento de agua y planta de tratamiento de efluentes	1.578,5
Edificio bombas PCI	83
Sala de control	459
Edificio de tanques de expansión y rebose	1.300
Edificio de turbina	1.315
Edificio del sistema de almacenamiento térmico	7.600
Edificio de calentadores auxiliares	432,5
Torre de refrigeración (3 celdas)	1.023,5
Edificio de bombas de agua de circulación	40
Depósito de regulación y almacenamiento de agua	400
Edificio del sistema de generación de vapor	1.255
Subestación de transformación	1.410
Resto de edificaciones/instalaciones (fuera de la isla de potencia)	4.415
Edificio multiusos	1.218
Aparcamiento	504



Edificio de control de acceso	81
Total	1.593.436

Tabla 4.1: Superficie aproximada ocupada por las instalaciones

4.1.3. Sistemas principales

En los siguientes epígrafes se describen los sistemas principales de los que se compone la central solar termoeléctrica.

4.1.3.1. Campo solar

El campo solar es la zona más extensa de la instalación descrita en este documento. Está constituido por el conjunto de colectores cilindro-parabólicos distribuidos cuatro sectores, dispuestos, en cada uno de ellos, en lazos paralelos con orientación Norte-Sur.

Como ya se ha mencionado anteriormente, los colectores cilindro-parabólicos son los elementos encargados de concentrar la energía radiante solar sobre el fluido térmico que discurre por los tubos absorbedores situados en su línea focal. Están constituidos por una estructura metálica que soporta los espejos reflectantes de geometría parabólica y los tubos absorbedores.

Con el fin de que la captación de la radiación solar directa sea óptima, los colectores disponen de un sistema de seguimiento mediante sistema hidráulico que los mueve para que puedan seguir la trayectoria descrita por el sol a lo largo del día.

A su vez, este sistema permite que cada colector pueda adoptar la posición más adecuada, con el fin de garantizar su correcto funcionamiento y la integridad del fluido térmico ante diferentes situaciones (fuerte viento, aumento de radiación, aumento de la temperatura del fluido térmico, etc.).

4.1.3.2. Sistema de fluido térmico

El sistema incluye el circuito de tubos absorbedores y demás equipos del mismo para hacer llegar el fluido térmico a aquellas partes de la central donde se produce el intercambio de calor, bien sea con el agua que hace el ciclo de potencia, bien sea en el sistema de almacenamiento térmico.

Los tubos absorbedores están constituidos por un tubo metálico rodeado de un tubo de vidrio al vacío, con las características necesarias para maximizar la absorción de radiación recibida y minimizar las pérdidas por convección y conducción.

Por el interior de los tubos absorbedores circula como fluido térmico un aceite sintético que reúne buenas propiedades de transferencia de calor, estabilidad termoquímica y baja viscosidad en el rango de temperaturas de trabajo (entre 200 °C y 400 °C). Durante el funcionamiento de la central, este aceite sintético se degrada produciendo productos de alto y bajo punto de ebullición, que han de ser retirados mediante un sistema de depuración.

El circuito de fluido térmico comienza en el tanque de expansión, cuya misión es adaptar la variación volumétrica térmica del fluido y proporcionar unas condiciones estables de bombeo. A continuación, es bombeado hacia el campo de colectores solares, donde aumenta su temperatura. Después es conducido al sistema de generación de vapor donde transfiere la energía térmica al agua. Otra parte del fluido térmico se utiliza para recalentar el vapor saliente del cuerpo de alta presión de la turbina, que luego es nuevamente introducido en el cuerpo de baja presión.

4.1.3.3. Sistema de almacenamiento térmico

El sistema incluye todos los equipos y componentes que gestionan el excedente energético del campo solar, así como la cesión del calor almacenado en el propio sistema al circuito de fluido térmico, con la finalidad de permitir la generación ininterrumpida de energía eléctrica a potencia nominal cuando se den circunstancias adversas.

El medio empleado para los procesos de transferencia de energía térmica con el fluido térmico es una mezcla eutéctica de sales, que reúne buenas propiedades de transferencia de calor, estabilidad mecánica y química y alta densidad de almacenamiento térmico.

El sistema consiste en dos tanques; uno para sales frías y otro para sales calientes, con sistema de inertización para evitar la presencia de agua y sistemas que minimicen las pérdidas de calor al ambiente y garanticen una temperatura de las sales por encima del punto de solidificación. Los tanques están a presión atmosférica y las sales, a esa presión, se mantienen en estado líquido en todo el intervalo de temperaturas de operación.

Durante el proceso de carga, el fluido térmico transfiere el exceso de energía a las sales. Durante el proceso de descarga, se invierte el flujo de sales para recuperar la energía térmica almacenada durante el proceso de carga.

4.1.3.4. Sistema de calentamiento auxiliar de fluido térmico

El sistema de calentamiento auxiliar de fluido térmico tiene como función actuar como apoyo en un porcentaje máximo del 15% sobre la energía eléctrica producida, pudiendo contribuir, tanto en la fase de arranque de la planta, alcanzando con mayor rapidez la temperatura de trabajo del fluido térmico, como en la seguridad del sistema de almacenamiento, evitando que las sales en ningún momento del año sufran el riesgo de solidificarse por baja temperatura.

El sistema consiste en varias calderas que utilizan como combustible gas natural, suministrado desde una planta satélite de gas natural adyacente al emplazamiento de la central, previo paso por un sistema de regulación y medida que adapta las condiciones de presión y temperatura del gas antes de entrar en la caldera.

El fluido térmico circula por el serpentín calentado por la llama del quemador y por los humos. Seguidamente se distribuye a baja presión a través de un circuito cerrado hacia el circuito de fluido térmico.

4.1.3.5. Sistema de generación de vapor

El sistema está formado por los equipos que permiten el intercambio de calor por convección entre el fluido térmico del campo solar y el agua que trabaja como fluido en el ciclo de potencia. Mediante la transferencia de calor, el agua en fase líquida es convertida a fase vapor y luego sobrecalentada, antes de su entrada en el cuerpo de alta presión de la turbina. A la salida de este cuerpo, el vapor es recalentado nuevamente para introducirse después en el cuerpo de baja presión.

Estos intercambiadores de calor están colocados de tal manera que, en todo momento, mantienen un gradiente favorable de temperaturas para maximizar la transferencia de calor.

4.1.3.6. Ciclo de potencia

El ciclo de potencia lo constituyen las instalaciones en las que se verifica el ciclo termodinámico en el que la energía térmica transferida al agua es convertida en energía mecánica en la turbina debido a la expansión del vapor. Esta energía mecánica se transforma en energía eléctrica en el alternador.



Para poder completar el ciclo termodinámico hacen falta el sistema de agua de condensado, el sistema de agua de alimentación y el sistema de agua de circulación.

Turbina de vapor

La turbina de vapor es de tipo condensación (presión de salida inferior a la atmosférica). Suministra potencia suficiente para que el alternador genere 49,9 MWe de potencia nominal. Cuenta con dos etapas, recalentamiento intermedio entre los cuerpos de alta y baja presión y cinco extracciones en el cuerpo de baja presión para precalentamiento regenerativo de agua.

Sistema de agua de condensado

Es el sistema de baja presión encargado de forzar la circulación del agua del ciclo desde el condensador hasta el desgasificador, previo paso por los calentadores de baja presión, para un primer calentamiento del agua.

Sistema de agua de alimentación

Es el sistema que bombea el agua desde el desgasificador hasta el sistema de generación de vapor, previo paso por los calentadores de alta presión para aumentar la presión del agua.

Sistema de agua de circulación

Es el sistema que suministra agua fría al condensador mediante un sistema de torre de refrigeración evaporativa con aporte de agua.

4.1.3.7. Sistemas auxiliares

Sistema de toma de muestras

Es el sistema cuya función es monitorizar las condiciones del vapor del sistema principal, de agua de condensado y agua de alimentación, y automáticamente controlar la inyección de aditivos.

Sistema de suministro de gases

La central dispone de un sistema de almacenamiento de suministro de gases, para atender el servicio de los diferentes consumidores.

Nitrógeno

El inertizado con nitrógeno de depósitos se utiliza con el fin de evitar la oxidación del fluido térmico y de las sales de almacenamiento.

Protección contra incendios

La central, catalogada como tipo E según RD 2267/04, se protege frente a incendios mediante sistemas de detección, alarma y protección contra incendios. El sistema de alarmas será tanto audible como visual y, en ambos casos, las señales serán tanto locales como remotas. Entre otros componentes, las instalaciones constarán de:

Sistema de protección contra incendios automático de espuma.

Camión de bomberos en planta con agua o espuma.

Instalación de hidrantes distribuidos por la instalación para reposición.

Sistema de aire comprimido

El sistema abarca dos subsistemas que podrán compartir los compresores, aunque cada subsistema tiene su propio depósito receptor.

Sistema de aire de servicio

Suministra aire para herramientas, operaciones de mantenimiento, limpieza, etc., incluyendo taller, laboratorio, etc.

Sistema de aire de instrumentos

Suministra aire limpio, exento de aceite, partículas y humedad, para instrumentación de planta y operación de equipos (actuadores, compuertas, etc.).

4.1.3.8. Sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos de la central engloban la infraestructura de conexión a la red de la central, así como los distintos servicios auxiliares.

Infraestructura de conexión a la red

La subestación transformadora situada en la isla de potencia

La línea subterránea de alta tensión desde la subestación transformadora hasta el apoyo de transición de línea aérea a subterránea, provista de las necesarias protecciones y equipos de medida.

La línea aérea de evacuación de alta tensión desde la central COSOL hasta la subestación de conexión con la línea de infraestructura común de acceso a SET Manzanares, propiedad de R.E.E.

Sistema de alimentación eléctrica de servicios auxiliares relacionados con la generación

En la subestación transformadora de la central, se encuentran los transformadores de baja tensión que alimentan los servicios auxiliares de generación con energía producida por la propia central.

Los consumos auxiliares relacionados con la generación son: las alimentaciones de las bombas de agua, fluido térmico y sales, la alimentación de los motores del sistema de seguimiento solar de los colectores y el sistema de calentamiento auxiliar del fluido térmico.

Sistema de alimentación eléctrica de servicios auxiliares no relacionados con la generación

La central está dotada de un sistema de alimentación que permite abastecer, desde una línea independiente, si así se decide sobre ingeniería de detalle, los consumos auxiliares no relacionados directamente con la generación, que son: iluminación, sistema de aire acondicionado y ventilación, calentadores de los tanques de sales y de los tanques de limpieza del fluido térmico, traceado de la central, y sistema de seguridad y vigilancia. Está previsto el equipamiento necesario para dicha alimentación pero no se efectuará la conexión hasta que el avance de ingeniería determine o no su conveniencia.

Se incluye un sistema de acoplamiento de redes que permite alimentar, además, los servicios auxiliares relacionados directamente con la generación en caso de emergencia. Se dispone de un sistema de alimentación seguro para la parada de emergencia de la central, en caso de fallo de red, consistente en un grupo diesel de emergencia que esta combinado con un sistema de alimentación segura industrial con baterías.

4.1.3.9. Sistema de control e instrumentación

La instrumentación y el sistema de control aseguran un funcionamiento seguro, efectivo y fiable de la central teniendo en cuenta los criterios generales de diseño. La operación del sistema de generación y auxiliares se centraliza en una única sala de control principal, que se basa en un sistema de control distribuido (SCD).

El sistema de control distribuido es el principal dispositivo anunciador de alarmas de la central y recoge los cambios de estado normales en la operación de la central (eventos). Las estaciones del operador indican los eventos de proceso, de equipos y alarmas del propio sistema de control.

La sala de control dispondrá al menos de dos consolas de operador para el control y supervisión de todo el proceso, y de una estación de ingeniería desde donde se podrá modificar la programación y configuración del SCD.

La turbina de vapor dispone de su propio sistema de control y protección, integrado en la red de control del SCD.

El control de algunos de los sistemas auxiliares se implanta en controladores lógicos programables (PLC) que se integran en los controles principales para permitir la operación centralizada de la central.

Existe una zona de control químico, donde se centralizan las labores de control medioambiental, laboratorio y sala de análisis químico. En esta sala se reciben las muestras de vapor y agua del ciclo.

La instrumentación se basa en transmisores electrónicos. Sólo se utilizarán sistemas de supervisión local en casos aislados y para operaciones no rutinarias de seguridad y/o mantenimiento.

El campo solar, el sistema de almacenamiento térmico, el sistema de calentamiento auxiliar de fluido térmico, el ciclo de potencia y el sistema de suministro de agua están instrumentados con diversos tipos de sensores (temperatura, presión, caudal...) que transmiten la información del proceso al sistema de control (computador central y PLC), el cual, a su vez, se encarga de regular las variables medidas por dichos sensores salvaguardando en todo momento la correcta operación de los distintos elementos de estos sistemas.

Los instrumentos que permitan cierta movilidad en su montaje se agrupan en cajas locales cerradas, separados de focos térmicos y vibraciones. Se preverá el espacio necesario para la calibración y el mantenimiento de los instrumentos instalados en las mismas.

4.1.3.10. Sistemas de suministro y tratamiento de agua

Los elementos de los que se compone el sistema de suministro de agua son:

Colector de salida, que conduce el agua desde la caseta de elevación hasta el depósito de regulación y almacenamiento

Depósito de regulación y almacenamiento, que regula los caudales demandados de la caseta de elevación para optimizar su funcionamiento

El agua bruta almacenada en el depósito de regulación y almacenamiento es acondicionada antes de destinarse a los diferentes usos de la central. Este tratamiento tiene lugar en la planta de tratamiento de agua, situada dentro de la isla de potencia. Dicha planta tiene capacidad para cubrir las necesidades de la central y suficiente redundancia para asegurar el suministro en caso de avería o durante el mantenimiento.

4.1.3.11. Sistema de vertidos



El objetivo de esta instalación es, por un lado, acondicionar y tratar los efluentes de la central y, por otro lado, conducir el vertido hasta el punto de vertido estipulado. Este vertido se efectúa respetando los límites de vertido que impone la Confederación Hidrográfica del Guadiana. Entre los efluentes a tratar se encuentran los drenajes oleosos, las aguas negras y las aguas de regeneración de lechos mixtos.

5. CAPITULO V: ANÁLISIS DE SOLUCIONES. DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR.

Casi la totalidad de éste capítulo se va a dedicar a analizar y justificar la elección de los parámetros y elementos principales que componen una central termosolar.

Los aspectos que se van a tratar abordan los siguientes campos:

- Ubicación geográfica.
- Potencia nominal de la planta.
- Tipo de fluido caloportador empleado en el campo solar.
- Tipo de colectores cilindro parabólicos empleados en el campo solar.
- Tubos absorbedores empleados en el campo solar.
- Tamaño del campo solar.
- Tamaño y tipo del sistema de almacenamiento.
- % de combustible de apoyo fósil a usar en la central.
- Turbina del ciclo de potencia.

Como se irá viendo, en la elección de cada uno de esos parámetros o elementos influirán una gran variedad de factores, no sólo vale con buscar en cada uno de ellos el mayor rendimiento posible desde un punto de vista energético, aspectos tecnológicos, económicos, de normativa legal, de relaciones empresariales, etc, juegan un papel fundamental en la realidad diaria a la hora de su elección.

Como base de partida decir que se prestará una atención preferente a los elementos que se usan ya en las plantas termosolares existentes en España o que se van a poner próximamente en funcionamiento

5.1. Descripción del emplazamiento seleccionado.

El hecho de seleccionar la provincia de Ciudad Real para llevar a cabo la implantación de una central solar termoeléctrica de 49,9 MWe se debe, esencialmente, a que se trata de una zona:

Deficitaria en generación de energía.

Con aumento creciente en la demanda.

Con interés por el desarrollo de centrales de generación solares termoeléctricas debido a características como su buena irradiación solar anual.

5.1.1. Justificación del emplazamiento

El emplazamiento seleccionado está situado en un enclave privilegiado desde el punto de vista de las cualidades necesarias para abordar el proyecto. Los criterios seguidos para su selección han sido los siguientes:

Menor impacto ambiental posible (sobre espacios naturales, flora, fauna, etc.).

Meteorología adecuada.

Buen nivel de radiación solar.

Suficiente suelo con topografía favorable. Terreno con baja sismicidad.

Disponibilidad de agua.

Posibilidades técnicas de evacuación de la energía producida.

Bajo nivel de humedad ambiente.

Posibilidad de abastecimiento de gas natural licuado.

Posibilidad de contratación de terrenos.

Buenos accesos.

5.1.2. Ubicación

El emplazamiento que se ha seleccionado para implantar la instalación se encuentra situado en la provincia de Ciudad Real, en el término municipal de Villarta de San Juan. Como núcleos de población en el área destacan las localidades de Arenas de San Juan, Llanos del Caudillo y Villarta de San Juan.

La zona presenta una red de comunicaciones bastante densa resaltando la autovía de Andalucía A-4, que linda con el emplazamiento, la nacional N-420 y la carretera CM-4126.

.

Se trata de terrenos muy llanos, con irradiación solar, disponibilidad suficiente de agua, localización y, en general, características compatibles con la instalación de una central solar termoeléctrica, según los criterios expuestos con anterioridad.

Las coordenadas aproximadas del punto central de la finca son:

Coordenadas U.T.M. (HUSO 30)	
X	Y
464 463	4 337 319

Tabla 5.1: Situación geográfica de la central COSOL

Las parcelas del emplazamiento ocupado por la central COSOL se muestran en la siguiente tabla.

Polígono	Parcela	Término municipal
12	60	Villarta de San Juan (Ciudad Real)
12	62	Villarta de San Juan (Ciudad Real)
12	63	Villarta de San Juan (Ciudad Real)
12	71	Villarta de San Juan (Ciudad Real)
12	74	Villarta de San Juan (Ciudad Real)
12	76	Villarta de San Juan (Ciudad Real)
12	104	Villarta de San Juan (Ciudad Real)
12	142	Villarta de San Juan (Ciudad Real)

Tabla 5.2: Relación de parcelas de la central COSOL

5.1.3. Topografía

La mayor parte del emplazamiento es prácticamente horizontal y no requerirá apenas labores de nivelación. No serán necesarios grandes movimientos de tierras, únicamente se prevén actuaciones de acondicionamiento o compactación del terreno para las nuevas cimentaciones de los equipos principales.

La cota del terreno es aproximadamente la +643 m sobre el nivel del mar.

La nueva instalación tendrá una urbanización integrada con el entorno, con abundantes zonas verdes y barreras ecológicas, minimizando el impacto visual.

5.1.4. Hidrografía

Toda la superficie afectada se encuentra situada en la cuenca alta del río Guadiana sobre la Unidad Hidrogeológica 04.04 Mancha Occidental de cuyos aportes se nutren numerosos aprovechamientos de carácter agrícola.

El volumen de agua que necesita la central para su normal funcionamiento es de 800.000 m³ al año, aproximadamente.

Actualmente las parcelas del emplazamiento cuentan con pozos de aprovechamiento para regadío, pertenecientes al Acuífero nº 23, que permiten la extracción de un volumen anual de agua suficiente para satisfacer el consumo anual de agua previsto para una central de esta tipología.

5.1.5. Aspectos urbanísticos

El terreno donde se instalará la central solar termoeléctrica es de suelo rústico agrícola y ha estado siempre dedicada a cultivos. Actualmente se encuentra una construcción de tipo industrial (fábrica de quesos), y otras edificaciones de uso agrícola. Se sitúa cerca de la localidad de Villarta de San Juan, perteneciente al municipio de Villarta de de San Juan, en la provincia de Ciudad Real.

5.1.6. Estudio geotécnico y geológico

El terreno donde se ubicará la instalación está situado en el término municipal de Villarta de San Juan en la provincia de Ciudad Real.

La fuente de los datos para la realización de este estudio es el Instituto Geológico y Minero de España (IGME).

La hoja de Villarta de San Juan se sitúa entre la depresión tectónica que configura la llanura Manchega y la cuenca de la depresión del Tajo, al Sur y al Norte respectivamente.

En dirección aproximada NE-SO discurre el cauce principal del área, el río Cigüela, que junto al Záncara en su confluencia con el anterior dan lugar a la llamada “Llanura aluvial de San Juan”.

En las siguientes figuras se puede ver el estado actual del emplazamiento, el cual se dedica casi íntegramente al cultivo y pastoreo.



Ilustración 5.1: Vista del emplazamiento

5.1.7. Estratigrafía

- 5.1.7.1. Los primeros materiales afloran tés de la hoja de Villarta de San Juan pertenecen al paleozoico inferior. Le siguen depósitos del plioceno superior continental, arcillas y margas como tramo inferior y uno superior, fundamentalmente carbonatado con intercalaciones de areniscas, conglomerados arenas y margas de carácter lenticular.

Sobre estos se generan dos superficies de erosión-depósito, separadas en el tiempo y el espacio denominadas S1 y S2, fosilizadas por costras laminadas y bandeadas. A estas se añaden, por último, depósitos pleistocenos-holocenos en forma de abanicos aluviales, conos de deyección, zonas endorreicas con formación de evaporitas.

Llanura aluvial de San Juan. Limos, arcillas y evaporitas (Playas secas y húmedas). Pleistoceno superior-Holoceno

Como consecuencia de la poca profundidad de los cauces excavados por los ríos Cigüela y Záncara, se originan con facilidad desbordamientos en épocas de lluvias, anegando amplias zonas con aguas cargadas en SO_4^- y Ca^{++} y en menor cantidad de Mg^{++} y Cl^- , que dan lugar a acumulaciones de fangos y evaporitas en épocas de estío (playas).

La diferenciación entre playas secas y húmedas se basa en la variación de los niveles freáticos superficiales, que originan zonas con un mayor grado de humedad y caracteres texturales que permiten su diferenciación.

Presentan un aspecto arenoso de color gris, desarrollándose en ellos una vegetación rala de juncuales.

5.1.8. Tectónica

Toda el área se encuentra afectada por un sistema de fallas que podemos dividir en dos grupos. Uno formado por fracturas en direcciones NE-SO y NO-SE, que desplazan las formaciones pero sin alterar la continuidad de los alineamientos y otro grupo constituido por fracturas que alteran las direcciones, generando una serie de bloques inconexos entre sí.

5.1.9. Geomorfología

La superficie del terreno donde se ubicará la instalación presenta un relieve plano generador de la típica topografía de la región, con cotas que oscilan entre 630 m y 650 m.

El sistema pluvial se caracteriza por una red de funcionamiento esporádico y escasa capacidad de transporte.

La red tiene escaso poder erosivo, como consecuencia de esto, se forman cauces de escasa profundidad.

5.1.10. Historia geológica

La historia geológica de la zona se inicia con los primeros depósitos del Ordovícico inferior.

La sedimentación del paleozoico se inicia con un conjunto de materiales detríticos; conglomerados en la base areniscas y pelitas a techo. Continúa en el Silúrico con facies de pizarras ampelíticas.

Las fases alpinas más importantes de la región, responsables de las deformaciones observables en el mesozoico en forma de fractura y plegamiento fueron la castellana y la neo castellana durante el Oligoceno superior y Mioceno inferior-medio respectivamente.

Una de las características más representativas de la región manchega, a partir de los últimos tiempos cretácicos, es la formación de una serie de cuencas, al relleno de estas y la formación de amplias superficies de erosión cuyo registro permite datar tanto depósitos como superficies durante el Paleógeno.

Durante el Serravaliense-Tortonense inferior tiene lugar el cerramiento del Estrecho Nord bético.

Contemporáneamente a este proceso que abarca del mioceno superior al plioceno, sería la génesis de la Ossa de Montiel y el inicio de un importante episodio volcánico en los Campos de Calatrava.

Posteriormente se producen una serie de alteraciones tectónicas y cambios climáticos que favorecen la alteración química del sustrato paleozoico.

La génesis y evolución de la red fluvial de la zona ha estado controlada fundamentalmente por la tectónica y las condiciones climáticas de la región.

A lo largo del Pleistoceno se modeló la Llanura a través de un conjunto de paleocanales y depósitos constituyendo el río Záncara, en la actualidad el auténtico río Guadiana.

Con posterioridad a la formación de las terrazas se formaron extensos abanicos aluviales. Durante el cuaternario se desarrolla una importante karstificación.

Por último, desde el Pleistoceno superior-Holoceno hasta la actualidad, se desarrolla por toda la Llanura un amplio campo dunar a causa de los vientos del oeste.

5.1.11. Minería y canteras

Es totalmente inexistente la presencia de minería en esta zona, limitándose a la utilización, siempre de carácter local, de los niveles calizos pliocenos para la construcción y la obtención mediante caleras de cal a partir de los niveles de costra.

Así mismo son motivo de explotación, casi siempre de carácter casi puntual, y como mucho local de las arenas Pliocenas, para la construcción.

5.1.12. Hidrogeología

La zona presenta mayores posibilidades desde un punto de vista hidrogeológico, como lo demuestra la realización de numerosos sondeos repartidos por toda la superficie, con un reflejo en el tipo de cultivo existente. Sustitución cada vez más acusada del viñedo por el regadío.

Enclavada dentro del Acuífero 23 de la numeración nacional de los sistemas acuíferos, la zona presenta unas características muy favorables como zona de acumulación de aguas subterráneas. Por un lado tenemos un conjunto de materiales superficiales de edad cuaternaria, que por constitución eminentemente detrítica, constituyen zonas de acumulación de aguas, aunque siempre en cantidades modestas. La importancia de este acuífero, es el conjunto de materiales neógenos, así como los paquetes calizos del Jurásico y Cretácico existentes en el depocentro detectado por geofísica y la presencia de arcillas y margas del Triás. La presencia de niveles arcillosos intercalados en las formaciones terciarias, originan la formación de acuíferos colgados.

Aforos realizados en algunos de los sondeos han dado un caudal de unos 110 m³/h con un descenso del nivel freático de unos 10 m, estabilizándose al nuevo nivel alcanzado.

La cota a que se encuentra el acuífero principal varía entre los 10-12 m y los 25-27 m

La sequía que padece la región, así como la gran utilización del acuífero principal ha hecho variar estos parámetros.

5.1.13. Infraestructuras y servicios

5.1.13.1. General

El área donde se establecerá la central solar termoeléctrica se halla aproximadamente, a 68 km de Ciudad Real y a 153 km de Madrid.

De este modo se dispone de infraestructuras de transporte, como ferrocarril, aeropuerto y carreteras, próximas al emplazamiento de la central, facilitando el aprovisionamiento de equipos y materiales.

5.1.13.2. Infraestructuras existentes

Dado que la central se ubicará en una superficie que actualmente se dedica a los cultivos propios de la zona, no se dispone de infraestructuras propias, salvo casas de guardeses y propietarios, equipos y almacenes agrícolas y líneas eléctricas de alimentación de bombas de pozos y servicios propios de la finca, tal y como se puede observar en las siguientes imágenes.



Ilustración 5.2: Construcción ganadera en el emplazamiento



Ilustración 5.3: Almacén presente en el emplazamiento

5.1.13.3. Accesos

Se puede acceder al emplazamiento por la Autovía Madrid - Andalucía A4 hasta P.K. 153, donde se toma la salida a una finca colindante, desde aquí, y a través de los caminos existentes, se accede directamente al emplazamiento.

Tal y como se ve en la siguiente figura, el municipio de Villarta de San Juan se encuentra muy próximo a una de las principales vías de carácter nacional, la Autovía A-4, quedando, por lo tanto, muy bien comunicado con la zona centro de la península.

Ésta es una de las razones por las que se ha elegido este emplazamiento para la ubicación y desarrollo del presente Proyecto.

El acceso a las diferentes parcelas del emplazamiento, se realizará, como se recogía anteriormente, a través de los caminos existentes en la zona que, en el caso de no ser adecuados para soportar el tipo de tránsito que se llevará a cabo por el mismo, serán acondicionados convenientemente (modificación de anchuras, asfaltado, etc.).

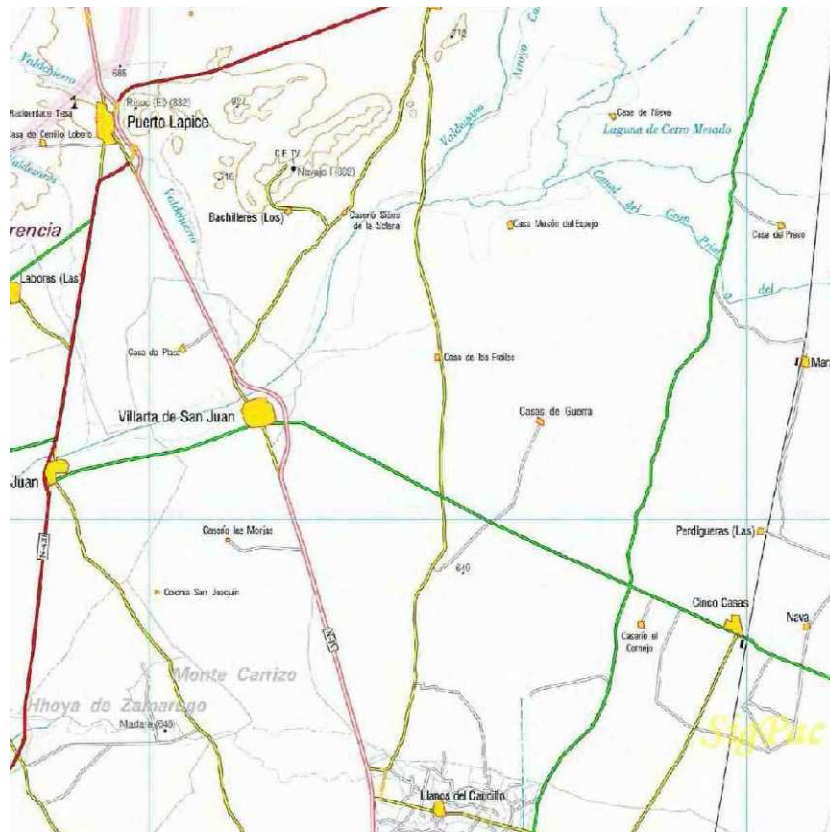


Ilustración 5.4: Accesos y vías de comunicación

5.1.14. Transportes y comunicaciones

A continuación se citan las infraestructuras de transportes y comunicaciones de las que dispone el emplazamiento.

- Carreteras: La central está muy próxima a la autovía A4 antes mencionada y la carretera N-420.

- Ferrocarriles: La estación de ferrocarril de RENFE más próxima es la de Cinco Casas.
- Aeropuertos: El aeropuerto de Ciudad Real el cual está aproximadamente a unos 83 kilómetros de distancia.

5.1.15. Líneas e infraestructuras eléctricas

Para la evacuación de energía eléctrica de la central COSOL se construye una línea aérea de alta tensión, 220 kV de simple circuito, con capacidad para evacuar una potencia máxima de 100 MW. Esta línea aérea vierte su energía en la subestación de conexión con la línea de infraestructura común que se conecta, a su vez, a la subestación Manzanares (Ciudad Real), donde se dispone de una posición de régimen especial. Las características constructivas de esta línea eléctrica serán objeto de otro Proyecto.

Se establece la traza teniendo presentes criterios de seguridad, técnicos, estéticos, medio ambientales, económicos y de explotación de las instalaciones.

La línea cumple con las características técnicas que exija REE para la conexión en sus instalaciones, así como con los condicionantes que puedan determinar los organismos afectados en función del trazado elegido para la misma.

En la subestación transformadora de la central, situada en la isla de potencia, se encuentran los transformadores de baja tensión que alimentan los servicios auxiliares de generación con energía producida por la propia central.

Los consumos auxiliares relacionados con la generación son: las alimentaciones de las bombas de agua, fluido térmico y sales, la alimentación de los motores del sistema de seguimiento solar de los colectores y el sistema de calentamiento auxiliar del fluido térmico.

5.1.16. Estudio del recurso solar

5.1.16.1. Características climáticas del emplazamiento

A continuación se muestran las temperaturas y humedades relativas del emplazamiento, expresadas en °C y %, cada cuarto de hora durante las horas de sol, correspondiendo la “hora 0” con el mediodía solar (13 h. en horario de invierno y 14 h. en horario de verano), restándose y sumándose intervalos de cuarto hora sobre ese mediodía. Todo ello para un día medio de cada mes.

La tabla ha sido confeccionada con datos provenientes de las bases de datos PV-GIS (PhotoVoltaic Geographic Information System); de Censolar y de estaciones meteorológicas próximas.

HORA	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SEP		OCT		NOV		DIC	
	°C	%	°C	%	°C	%	°C	%	°C	%	°C	%	°C	%	°C	%	°C	%	°C	%	°C	%	°C	%
-7.5											17.2	74												
-7.25											17.4	74	20.5	55										
-7										11.8	100	17.7	74	20.8	55	20.3	58							
-6.75										12.0	100	18.0	74	21.1	55	20.6	58							
-6.5										8.0	100	12.3	94	18.2	70	21.4	52	20.9	58					
-6.25										8.3	100	12.6	94	18.5	70	21.6	52	21.1	58	15.7	89			
-6					6.0	100	8.6	100	12.9	94	18.7	70	21.9	52	21.4	55	16.0	89						
-5.75					6.3	100	8.9	100	13.2	94	19.0	70	22.2	52	21.7	55	16.3	89						
-5.5					6.6	100	9.2	100	13.4	89	19.3	66	22.4	49	22.0	55	16.6	84	10.6	100				
-5.25			2.8	100	6.9	100	9.5	100	13.7	89	19.5	66	22.7	49	22.2	52	16.9	84	10.9	100				
-5			3.1	100	7.2	100	9.8	100	14.0	89	19.8	66	23.0	49	22.5	52	17.2	84	11.2	100	5.0	100		
-4.75	0.8	100	3.5	100	7.5	100	10.1	100	14.3	84	20.1	62	23.2	47	22.8	52	17.5	79	11.6	100	5.3	100		
-4.5	1.2	100	3.8	100	7.8	100	10.4	100	14.5	84	20.3	62	23.5	47	23.1	52	17.8	79	11.9	100	5.7	100	1.6	100
-4.25	1.6	100	4.1	100	8.1	100	10.6	100	14.8	84	20.6	62	23.8	47	23.4	49	18.2	79	12.2	94	6.1	100	2.0	100
-4	1.9	100	4.5	100	8.5	100	10.9	100	15.1	84	20.8	62	24.1	47	23.6	49	18.5	74	12.6	94	6.4	100	2.3	100
-3.75	2.3	100	4.8	100	8.8	100	11.2	100	15.4	79	21.1	58	24.3	44	23.9	49	18.8	74	12.9	94	6.8	100	2.7	100
-3.5	2.7	100	5.2	100	9.1	100	11.5	94	15.7	79	21.4	58	24.6	44	24.2	47	19.1	74	13.2	89	7.1	100	3.1	100
-3.25	3.0	100	5.5	100	9.4	100	11.8	94	15.9	79	21.6	58	24.9	44	24.5	47	19.4	70	13.6	89	7.5	100	3.5	100
-3	3.4	100	5.9	100	9.7	100	12.1	94	16.2	79	21.9	58	25.1	44	24.7	47	19.7	70	13.9	89	7.8	100	3.9	100
-2.75	3.8	100	6.2	100	10.0	100	12.4	94	16.5	74	22.2	55	25.4	42	25.0	47	20.0	70	14.2	84	8.2	100	4.3	100
-2.5	4.2	100	6.6	100	10.3	100	12.7	89	16.8	74	22.4	55	25.7	42	25.3	44	20.3	70	14.6	84	8.6	100	4.6	100
-2.25	4.5	100	6.9	100	10.6	100	13.0	89	17.0	74	22.7	55	25.9	42	25.6	44	20.6	66	14.9	84	8.9	100	5.0	100
-2	4.9	100	7.2	100	11.0	100	13.3	89	17.3	70	23.0	52	26.2	39	25.9	44	20.9	66	15.2	79	9.3	100	5.4	100
-1.75	5.3	100	7.6	100	11.3	100	13.6	84	17.6	70	23.2	52	26.5	39	26.1	42	21.2	66	15.6	79	9.6	100	5.8	100
-1.5	5.6	100	7.9	100	11.6	100	13.9	84	17.9	70	23.5	52	26.8	39	26.4	42	21.5	62	15.9	79	10.0	100	6.2	100
-1.25	6.0	100	8.3	100	11.9	100	14.2	84	18.2	70	23.7	52	27.0	39	26.7	42	21.8	62	16.2	74	10.3	100	6.6	100
-1	6.4	100	8.6	100	12.2	100	14.5	79	18.4	66	24.0	49	27.3	37	27.0	39	22.1	62	16.6	74	10.7	100	7.0	100
-0.75	6.7	100	9.0	100	12.5	100	14.8	79	18.7	66	24.3	49	27.6	37	27.2	39	22.4	58	16.9	74	11.1	100	7.3	100
-0.5	7.1	100	9.3	100	12.8	94	15.1	79	19.0	66	24.5	49	27.8	37	27.5	39	22.7	58	17.2	70	11.4	100	7.7	100
-0.25	7.5	100	9.7	100	13.1	94	15.4	79	19.3	62	24.8	47	28.1	35	27.8	39	23.0	58	17.6	70	11.8	100	8.1	100
0	7.9	100	10.0	100	13.5	94	15.6	74	19.5	62	25.1	47	28.4	35	28.1	37	23.3	55	17.9	70	12.1	100	8.5	100
0.25	8.2	100	10.3	100	13.8	89	15.9	74	19.8	62	25.3	47	28.6	35	28.4	37	23.6	55	18.2	66	12.5	100	8.9	100
0.5	8.6	100	10.7	100	14.1	89	16.2	74	20.1	62	25.6	47	28.9	35	28.6	37	23.9	55	18.6	66	12.8	94	9.3	100
0.75	9.0	100	11.0	100	14.4	89	16.5	70	20.4	58	25.8	44	29.2	33	28.9	35	24.2	52	18.9	66	13.2	94	9.6	100
1	9.3	100	11.4	100	14.7	84	16.8	70	20.7	58	26.1	44	29.5	33	29.2	35	24.5	52	19.2	62	13.6	89	10.0	100
1.25	9.7	100	11.7	100	15.0	84	17.1	70	20.9	58	26.4	44	29.7	33	29.5	35	24.8	52	19.6	62	13.9	89	10.4	100
1.5	10.1	100	12.1	100	15.3	84	17.4	70	21.2	58	26.6	44	30.0	33	29.7	35	25.1	52	19.9	62	14.3	89	10.8	100
1.75	10.4	100	12.4	94	15.6	79	17.7	66	21.5	55	26.9	42	30.3	33	30.0	33	25.4	49	20.2	58	14.6	84	11.2	100
2	10.8	100	12.8	94	16.0	79	18.0	66	21.8	55	27.2	42	30.5	32	30.3	33	25.7	49	20.6	58	15.0	84	11.6	100
2.25	10.7	100	12.6	94	15.8	79	17.8	66	21.6	55	27.0	42	30.4	32	30.1	33	25.6	49	20.4	58	14.8	84	11.4	100
2.5	10.5	100	12.5	94	15.6	79	17.7	66	21.4	55	26.8	42	30.2	32	30.0	33	25.4	49	20.3	58	14.7	84	11.3	100
2.75	10.4	100	12.3	94	15.5	79	17.5	66	21.3	55	26.6	42	30.0	32	29.8	33	25.3	49	20.1	58	14.5	84	11.1	100
3	10.2	100	12.2	100	15.3	84	17.4	70	21.1	58	26.5	44	29.9	33	29.6	35	25.1	52	20.0	62	14.4	89	11.0	100
3.25	10.1	100	12.0	100	15.2	84	17.2	70	20.9	58	26.3	44	29.7	33	29.5	35	24.9	52	19.8	62	14.2	89	10.9	100
3.5	10.0	100	11.9	100	15.0	84	17.0	70	20.8	58	26.1	44	29.5	33	29.3	35	24.8	52	19.7	62	14.1	89	10.7	100
3.75	9.8	100	11.7	100	14.9	84	16.9	70	20.6	58	26.0	44	29.4	33	29.1	35	24.6	52	19.5	62	14.0	89	10.6	100
4	9.7	100	11.6	100	14.7	84	16.7	70	20.4	58	25.8	44	29.2	33	29.0	35	24.5	52	19.4	62	13.8	89	10.4	100
4.25	9.5	100	11.4	100	14.6	84	16.5	70	20.3	58	25.6	44	29.0	33	28.8	35	24.3	52	19.2	62	13.7	89	10.3	100
4.5	9.4	100	11.3	100	14.4	84	16.4	74	20.1	62	25.4	47	28.8	35	28.6	37	24.1	55	19.0	62	13.5	89	10.1	100
4.75	9.2	100	11.1	100	14.2	89	16.2	74	19.9	62	25.3	47	28.7	35	28.5	37	24.0	55	18.9	66	13.4	89		
5			11.0	100	14.1	89	16.1	74	19.8	62	25.1	47	28.5	35	28.3	37	23.8	55	18.7	66	13.2	94		
5.25			10.8	100	13.9	89	15.9	74	19.6	62	24.9	47	28.3	35	28.1	37	23.7	55	18.6	66				
5.5					13.8	89	15.7	74	19.4	62	24.7	47	28.2	35	28.0	37	23.5	55	18.4	66				
5.75					13.6	89	15.6	74	19.3	62	24.6	47	28.0	35	27.8	37	23.3	55						
6					13.5	89	15.4	79	19.1	66	24.4	49	27.8	37	27.6	39	23.2	55						
6.25							15.3	79	18.9	66	24.2	49	27.7	37	27.5	39	23.0	58						
6.5							15.1	79	18.8	66	24.1	49	27.5	37	27.3	39								
6.75									18.6	66	23.9	49	27.3	37	27.1	39								
7									18.4	66	23.7	49	27.2	37	27.0	39								
7.25											23.5	49	27.0	37										
7.5											23.4	52												

Tabla 5.3: Temperaturas y humedades relativas del emplazamiento



5.1.16.2. Irradiación solar

Con el fin de poder optimizar los beneficios económicos por la venta de energía procedente de la central solar termoeléctrica, se ha procedido a realizar un estudio de la irradiación solar para así determinar el rendimiento del campo solar y las dimensiones del mismo.

Para proceder a la determinación de los valores de irradiación se han utilizado los datos recogidos sobre la irradiación diaria del emplazamiento, procedentes de PV-GIS y de Censolar.

En la tabla se muestran los datos correspondientes a la irradiación solar expresada en W/m² del emplazamiento seleccionado, para un seguimiento solar en un eje con orientación Norte – Sur, resaltándose en negrita los niveles de radiación que se pueden considerar como útiles, así como también se representa el porcentaje de cielo perfectamente descubierto. Todo lo anterior cada 15 minutos para cada día medio del mes.

HORA	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SEP		OCT		NOV		DIC	
	W	%	W	%	W	%	W	%	W	%	W	%	W	%	W	%	W	%	W	%	W	%	W	%
-7.5											0	71.4												
-7.25											40	71.4	20	77.7										
-7									21	66.2	82	71.4	62	77.7	0	76.4								
-6.75									85	66.2	198	71.4	153	77.7	44	76.4								
-6.5							0	65.6	206	66.2	298	71.4	252	77.7	89	76.4								
-6.25							68	65.6	308	66.2	415	71.4	386	77.7	213	76.4	0	76.9						
-6					0	71.0	165	65.6	428	66.2	485	71.4	457	77.7	317	76.4	46	76.9						
-5.75					46	71.0	321	65.6	532	66.2	568	71.4	550	77.7	438	76.4	115	76.9						
-5.5					91	71.0	442	65.6	603	66.2	640	71.4	621	77.7	542	76.4	270	76.9	0	69.9				
-5.25			0	65.4	216	71.0	545	65.6	652	66.2	691	71.4	678	77.7	589	76.4	373	76.9	67	69.9				
-5			65	65.4	367	71.0	612	65.6	701	66.2	738	71.4	729	77.7	658	76.4	473	76.9	160	69.9	0	65.8		
-4.75	0	64.5	155	65.4	463	71.0	672	65.6	745	66.2	774	71.4	764	77.7	705	76.4	560	76.9	305	69.9	41	65.8		
-4.5	40	64.5	247	65.4	546	71.0	716	65.6	779	66.2	805	71.4	797	77.7	746	76.4	622	76.9	381	69.9	80	65.8	0	64.8
-4.25	97	64.5	365	65.4	582	71.0	738	65.6	807	66.2	824	71.4	816	77.7	776	76.4	668	76.9	468	69.9	186	65.8	57	64.8
-4	223	64.5	446	65.4	631	71.0	766	65.6	833	66.2	846	71.4	840	77.7	802	76.4	706	76.9	531	69.9	312	65.8	134	64.8
-3.75	299	64.5	485	65.4	664	71.0	787	65.6	849	66.2	865	71.4	858	77.7	823	76.4	718	76.9	560	69.9	359	65.8	209	64.8
-3.5	342	64.5	511	65.4	677	71.0	806	65.6	864	66.2	879	71.4	872	77.7	837	76.4	739	76.9	580	69.9	402	65.8	280	64.8
-3.25	407	64.5	548	65.4	695	71.0	810	65.6	871	66.2	890	71.4	885	77.7	845	76.4	745	76.9	607	69.9	451	65.8	344	64.8
-3	427	64.5	561	65.4	709	71.0	821	65.6	880	66.2	900	71.4	893	77.7	854	76.4	759	76.9	616	69.9	472	65.8	379	64.8
-2.75	441	64.5	567	65.4	709	71.0	825	65.6	880	66.2	906	71.4	900	77.7	859	76.4	758	76.9	617	69.9	482	65.8	393	64.8
-2.5	438	64.5	566	65.4	708	71.0	824	65.6	878	66.2	912	71.4	905	77.7	859	76.4	764	76.9	619	69.9	475	65.8	392	64.8
-2.25	442	64.5	566	65.4	705	71.0	827	65.6	873	66.2	914	71.4	907	77.7	862	76.4	763	76.9	626	69.9	480	65.8	404	64.8
-2	446	64.5	567	65.4	705	71.0	827	65.6	872	66.2	918	71.4	911	77.7	866	76.4	769	76.9	628	69.9	482	65.8	409	64.8
-1.75	434	64.5	553	65.4	692	71.0	822	65.6	876	66.2	916	71.4	908	77.7	862	76.4	757	76.9	615	69.9	470	65.8	396	64.8
-1.5	421	64.5	541	65.4	687	71.0	820	65.6	881	66.2	918	71.4	909	77.7	859	76.4	750	76.9	604	69.9	469	65.8	384	64.8
-1.25	411	64.5	539	65.4	681	71.0	821	65.6	889	66.2	918	71.4	909	77.7	859	76.4	744	76.9	601	69.9	459	65.8	376	64.8
-1	405	64.5	535	65.4	682	71.0	824	65.6	896	66.2	923	71.4	911	77.7	862	76.4	745	76.9	598	69.9	455	65.8	369	64.8
-0.75	391	64.5	522	65.4	675	71.0	817	65.6	890	66.2	917	71.4	906	77.7	855	76.4	738	76.9	585	69.9	439	65.8	356	64.8
-0.5	388	64.5	518	65.4	670	71.0	812	65.6	888	66.2	915	71.4	905	77.7	850	76.4	733	76.9	580	69.9	427	65.8	353	64.8
-0.25	385	64.5	516	65.4	673	71.0	814	65.6	890	66.2	916	71.4	907	77.7	852	76.4	736	76.9	577	69.9	426	65.8	351	64.8
0	393	64.5	523	65.4	681	71.0	819	65.6	895	66.2	921	71.4	915	77.7	857	76.4	744	76.9	583	69.9	426	65.8	359	64.8
0.25	385	64.5	516	65.4	673	71.0	814	65.6	890	66.2	916	71.4	909	77.7	852	76.4	736	76.9	577	69.9	426	65.8	351	64.8
0.5	388	64.5	518	65.4	670	71.0	812	65.6	888	66.2	915	71.4	905	77.7	850	76.4	733	76.9	580	69.9	427	65.8	353	64.8
0.75	391	64.5	522	65.4	675	71.0	817	65.6	890	66.2	917	71.4	906	77.7	855	76.4	738	76.9	585	69.9	439	65.8	356	64.8
1	405	64.5	535	65.4	682	71.0	824	65.6	896	66.2	923	71.4	911	77.7	862	76.4	745	76.9	598	69.9	455	65.8	369	64.8
1.25	411	64.5	539	65.4	681	71.0	821	65.6	889	66.2	918	71.4	909	77.7	859	76.4	744	76.9	601	69.9	459	65.8	376	64.8
1.5	421	64.5	541	65.4	687	71.0	820	65.6	881	66.2	918	71.4	909	77.7	859	76.4	750	76.9	604	69.9	469	65.8	384	64.8
1.75	434	64.5	553	65.4	692	71.0	822	65.6	876	66.2	916	71.4	908	77.7	862	76.4	757	76.9	615	69.9	470	65.8	396	64.8
2	446	64.5	567	65.4	705	71.0	827	65.6	872	66.2	918	71.4	911	77.7	866	76.4	769	76.9	628	69.9	482	65.8	409	64.8
2.25	442	64.5	566	65.4	705	71.0	827	65.6	873	66.2	914	71.4	907	77.7	862	76.4	763	76.9	626	69.9	480	65.8	404	64.8
2.5	438	64.5	566	65.4	708	71.0	824	65.6	878	66.2	912	71.4	905	77.7	859	76.4	764	76.9	619	69.9	475	65.8	392	64.8
2.75	441	64.5	567	65.4	709	71.0	825	65.6	880	66.2	906	71.4	900	77.7	859	76.4	758	76.9	617	69.9	482	65.8	393	64.8
3	427	64.5	561	65.4	709	71.0	821	65.6	880	66.2	900	71.4	893	77.7	854	76.4	759	76.9	616	69.9	472	65.8	379	64.8
3.25	407	64.5	548	65.4	695	71.0	810	65.6	871	66.2	890	71.4	885	77.7	845	76.4	745	76.9	607	69.9	451	65.8	344	64.8
3.5	342	64.5	511	65.4	677	71.0	806	65.6	864	66.2	879	71.4	872	77.7	837	76.4	739	76.9	580	69.9	402	65.8	280	64.8
3.75	299	64.5	485	65.4	664	71.0	787	65.6	849	66.2	865	71.4	858	77.7	823	76.4	718	76.9	560	69.9	359	65.8	209	64.8
4	223	64.5	446	65.4	631	71.0	766	65.6	833	66.2	846	71.4	840	77.7	802	76.4	706	76.9	531	69.9	312	65.8	134	64.8
4.25	97	64.5	365	65.4	582	71.0	738	65.6	807	66.2	824	71.4	816	77.7	776	76.4	668	76.9	468	69.9	186	65.8	57	64.8
4.5	40	64.5	247	65.4	546	71.0	716	65.6	779	66.2	805	71.4	797	77.7	746	76.4	622	76.9	381	69.9	80	65.8	0	64.8
4.75	0	64.5	155	65.4	463	71.0	672	65.6	745	66.2	774	71.4	764	77.7	705	76.4	560	76.9	305	69.9	41	65.8		
5			65	65.4	367	71.0	612	65.6	701	66.2	738	71.4	729	77.7	658	76.4	473	76.9	160	69.9	0	65.8		
5.25			0	65.4	216	71.0	545	65.6	652	66.2	691	71.4	678	77.7	589	76.4	373	76.9	67	69.9				
5.5					91	71.0	442	65.6	603	66.2	640	71.4	621	77.7	542	76.4	270	76.9	0	69.9				
5.75					46	71.0	321	65.6	532	66.2	568	71.4	550	77.7	438	76.4	115	76.9						
6					0	71.0	165	65.6	428	66.2	485	71.4	457	77.7	317	76.4	46	76.9						
6.25							68	65.6	308	66.2	415	71.4	386	77.7	213	76.4	0	76.9						
6.5							0	65.6	206	66.2	298	71.4	252	77.7	89	76.4								
6.75									85	66.2	198	71.4	153	77.7	44	76.4								
7									21	66.2	82	71.4	62	77.7	0	76.4								
7.25											40	71.4	20	77.7										

En la tabla se recogen algunos parámetros que sirven para caracterizar la calidad de un emplazamiento desde el punto de vista meteorológico con su consiguiente generación térmica como resultado.

LATITUD	NIVEL DE CIELO DESPEJADO D (%)	TEMP. MEDIA Tm. (°C)	TEMP. AIRE	Radiación solar directa (W/m2)
36.54°	71.6	32.4	17.8	850

Tabla 5.5: Parámetros característicos del emplazamiento

El significado de los términos expuestos en dicha tabla se explica a continuación.

- Radiación solar directa: Es la cantidad de radiación que llega del sol directamente en un sistema orientado al sol N-S, en promedio sobre las distintas horas del día y los distintos días del año, afectada ya por las condiciones meteorológicas medias de nubosidad anual, expresada en W/m2. Esta cifra ya está también afectada con las ponderaciones de la mayor productividad de las horas centrales del día y de los meses de verano y, cuando se multiplica por las horas anuales brutas de sol, es decir, básicamente por $12 \times 365 = 4380$ nos da la irradiación total anual que se recoge por m2 orientado N-S (primera aproximación).
- Nivel de cielo despejado: Gradación en tanto por ciento de lo despejado que está el cielo en el lugar en cuestión. 100 correspondería a un cielo totalmente despejado y 0 a uno totalmente encapotado.
- Temperatura media: Temperatura media del fluido térmico en el captador. Aproximadamente coincide con la media de la temperatura de entrada y la de salida.
- Temperatura del aire: Temperatura media ambiente durante las horas de sol en la ubicación considerada.
- Rendimiento: Rendimiento medio anual ponderado en tanto por ciento de la transformación energética solar – térmica para el captador que se considera como de futura utilización.

5.1.17. Usos del agua

Como ya se ha comentado, el volumen total anual de agua necesario para que una central de esta tecnología trabaje con rendimiento estándar, que garantice la viabilidad del proyecto, es de 800.000 m^3 , aproximadamente.

Los principales usos a los que va destinada esta agua son:

Aporte a la torre de refrigeración, debido a las pérdidas de agua por evaporación y a las purgas.

En la torre tiene lugar un intercambio de calor por convección entre el flujo de aire en contracorriente y el agua procedente del sistema de agua de circulación de la central. Esta agua, por su parte, enfría el vapor que sale de la turbina a su paso por el condensador.

Durante el intercambio de calor, parte del agua se evapora. La evaporación, a su vez, hace que, paulatinamente, aumente la concentración de sales en el agua de la balsa de



la torre, por lo que es necesario realizar purgas periódicas para mantener el agua con unos niveles de concentración adecuados.

Aporte al ciclo agua-vapor

En el ciclo agua-vapor existen pérdidas de agua ocasionadas por fugas y purgas en determinados puntos del ciclo de potencia.

Las fugas se dan, entre otros puntos, en las válvulas de control drenajes de vapor para evitar que entre agua en la turbina, los puntos de toma de muestras de agua para analizar su composición y los puntos donde se instalan equipos de instrumentación y control.

En lo referente a las purgas, éstas se realizan para garantizar la calidad del agua circulante en el ciclo de potencia, de modo que se eliminan partículas sólidas, baja la concentración de sales e iones, etc.

El agua de recarga del ciclo tiene que ser tratada previamente en la planta de tratamiento de agua para garantizar que su calidad sea adecuada y compatible con los materiales de los diferentes equipos en juego.

Limpieza de los colectores

El volumen de agua que se consume en la limpieza de los colectores es mucho mayor que el que se consume en la limpieza de otros elementos de la central.

Es primordial realizar la limpieza de los colectores de manera periódica (una vez por semana) ya que la suciedad hace que disminuya la reflectividad de los espejos y, por tanto, impide que una parte de la radiación solar directa que incide en los mismos llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbedor. Ello penaliza el rendimiento de la central.

La limpieza de los colectores se lleva a cabo mediante vehículos motorizados con depósito y bombas incorporadas que van recorriendo las filas de colectores.

Acumulación de agua para el sistema de protección contra incendios

La central está equipada con un sistema de protección contra incendios, donde el agua utilizada ha sido previamente tratada en la planta de tratamiento de agua.

Consumo de los trabajadores de la central

Para las necesidades de higiene del personal de la central se dispone de un sistema de agua potable en la planta de tratamiento de agua. El agua para consumo humano viene embotellada.

A continuación se muestra un diagrama que ilustra lo comentado anteriormente.

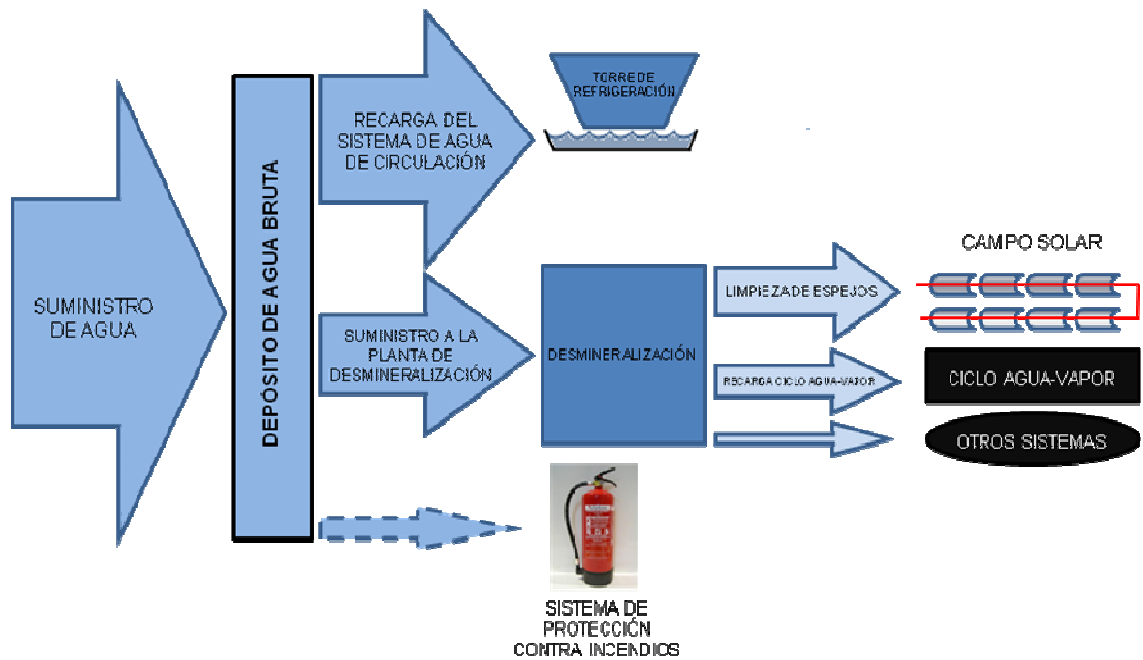


Ilustración 5.5: Principales usos del agua

5.2. Elección del tamaño de la planta solar.

En este caso en concreto, el tamaño de la planta va a venir condicionado fundamentalmente por la localización elegida.

El gobierno español estableció en el REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo un techo de 50 MW para proyectos de concentración solar, por encima del cual, no se aplicarían las tarifas del régimen especial. Sin estas tarifas sería muy difícil el desarrollo comercial de proyectos termoelectrónicos en estos momentos.

También impuso inicialmente un límite inicial de 500 MW en capacidad total instalada. El techo de los 50 MW intentaba asegurar que las 10 plantas de 50 MW fueran puestas en marcha por varias compañías diferentes evitando así la construcción de sólo unas pocas plantas de mayor tamaño por una o dos empresas, para así lograr promover la innovación y competitividad en el sector.

Diferentes estudios apuntan a que el tamaño óptimo para las plantas de concentración solar en España asciende a 150 MW (CSP Today), aunque la experiencia también muestra que mantener las instalaciones en tamaños más bajos tiene sus ventajas.

El espacio ocupado por una central de 50 MW con almacenamiento de 5 horas es de unas 160 Ha, la superficie de captación de unos 435.000 m² y la longitud de los tubos absorbentes de unos 90 km, lo que da idea del importante volumen de aceite térmico que necesitan estas plantas. Una central de la misma potencia sin almacenamiento ocupa unas 140 Ha., tiene una superficie de captación de cerca de 300.000 m² y una longitud de tubos absorbentes de algo más de 50 km.

Como hemos comentado anteriormente, el tamaño de 50 MWe no representa ningún límite superior para este tipo de tecnologías siendo tan sólo el valor de la potencia que no se puede sobrepasar para recibir la tarifa actual del Régimen Especial en España. En EE.UU. se están considerando plantas de tamaño superior a 200 MWe con un solo bloque de potencia, lo cual ayuda a reducir significativamente los costes de generación.

Por lo tanto la planta de concentración solar de colectores cilindro parabólicos se dimensionará para un tamaño de 50 MW.

5.3. Condiciones del terreno.

En el emplazamiento descrito en el punto 5.1, se selecciona un área para la implantación de la central Termosolar.

Para la elección de este área se ha tenido en cuenta que debe reunir unas determinadas condiciones geotécnicas y topográficas.

- No debe tener demasiados desniveles, ya que para la tecnología de colectores cilíndricos parabólicos el desnivel máximo admisible es de un 1%.

- Se debe disponer de un área del tamaño adecuado a la potencia que se quiere instalar con una orientación de colectores Norte-Sur, Obra civil.

Debido a las características geológicas del emplazamiento elegido para ubicar la central, los trabajos que se llevarán a cabo para la construcción de la misma son los siguientes:

5.3.1. Movimiento de tierras.

Los movimientos de tierras que se realizarán serán los necesarios para uniformar el terreno donde se va a instalar el campo solar y la isla de potencia. Se llevarán a cabo trabajos de relleno y compactación del terreno (ya que al tratarse de suelo de marisma los trabajos de compactación mediante excavación estarán contraindicados). Se eliminará la vegetación y la capa de tierra superior, sin eliminar más de 15 cm de la capa superior de tierra vegetal. Se realizarán excavaciones, rellenos y explanaciones masivos. La tierra para nivelar el suelo se obtendrá principalmente de fuentes externas, para de esta manera conseguir la explanada adecuada para la instalación de la central.

La superficie definitiva del campo solar final se nivelará en sentido Norte – Sur. Las pendientes de Este a Oeste serán iguales o inferiores al 1% para proporcionar capacidad de drenaje. El agua de lluvias torrenciales se drenará mediante unas arquetas que por gravedad llevarán el agua hasta un desagüe.

Este 1% de inclinación también servirá para drenar las posibles fugas de HTF hasta un depósito en el que periódicamente se recogerá este aceite para proceder a su reciclado.

5.3.2. Cimentación.

La cimentación soporta los colectores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. Las cargas del colector son función de sus dimensiones y características estructurales, y que se traducirán en un peso y en una carga de viento. Otro elemento importante es el tipo de terreno. El material utilizado es hormigón armado estándar.

Una solución ampliamente aceptada es introducir 6 pilotes cilíndricos de hormigón armado de un volumen de 2,27 m³, como soporte central y 48 pilotes cilíndricos de hormigón armado de 1,14 m³ para soportes intermedios.

5.3.3. Bancada.

La bancada se realizará para obtener una superficie estable y ajena a vibraciones en la zona de la Isla de Potencia. Las losas del suelo serán de hormigón y la cimentación de la estructura irá sobre pilotes. Por lo tanto habrá que rellenar y compactar el terreno antes de colocar las losas de hormigón, ya que de esta manera el resultado final será una explanada estable que soporte las vibraciones de la turbina y el peso de toda la instalación de potencia.

5.3.4. Zanjas.

En el campo solar se dispondrá de un sistema de zanjas enterradas. Este sistema incluye diferentes tubos para cables de alimentación y control y diferentes cajas de conexiones. En estas zanjas también se halla el sistema contra incendios y tuberías de drenaje como la que se comentó anteriormente del aceite.

Para la puesta a tierra de todos los puntales, se enterrarán una malla de cables de cobre en el campo solar a lo largo de las líneas de receptores solares, ya que habrá que poner a tierra todos los Pilon, al no ser del todo conductora la unión del Ball Joint.

5.3.5. Otros trabajos.

Será preciso efectuar los trabajos de obra civil para la construcción del Parque Intemperie de interconexión con la red eléctrica. Este Parque estará cerrado con una valla metálica.

La obra civil incluirá los trabajos de urbanización, que incluirán los viales de acceso, las carreteras de servicio a los colectores, y el mantenimiento de los diferentes equipos dentro de la planta de generación

5.4. Descripción de los sistemas que configuran la planta termosolar.

Dentro de este apartado se van a tratar aspectos tan importantes como el tamaño del campo solar, se expondrán con detalle las razones de por qué la planta contará con un sistema de almacenamiento y cual será su tamaño, y se abordará el asunto del apoyo de combustible fósil, que importancia tiene y cuanto porcentaje va a suponer (dentro de la producción eléctrica anual de la planta).

La Planta objeto del Proyecto consta de las siguientes partes:

- Campo Solar
- Sistema de fluido de transferencia de calor.
- Sistema de conversión de potencia
- Sistemas de control y eléctricos.
- Sistemas de aguas.

Cada uno de estos bloques está provisto de los equipos mecánicos, eléctricos y de instrumentación necesarios y aptos para su correcto funcionamiento.

5.4.1. Campo Solar.

5.4.1.1. Tecnología de colectores cilíndrico-parabólicos.

El colector cilíndrico-parabólico (CCP) es un tipo de colector solar de concentración con foco lineal, que está formado por un espejo cilíndrico parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbedor colocado en la línea focal de la parábola.

Esa radiación concentrada hace que el fluido que circula por el interior del tubo se caliente, transformándose así en energía térmica.

El tipo de fluido de trabajo depende de la temperatura que se pretenda alcanzar. El rango de temperaturas en el que un CCP pueda trabajar con eficiencia es de 100-450°C, lo que hace posible acoplarle un ciclo Rankine de agua/vapor para producir electricidad. A la planta solar que se obtiene mediante este acople se la denomina Planta Solar Termoeléctrica con Colectores Cilíndrico-Parabólicos, en la que se pueden distinguir tres elementos básicos: el sistema solar, el generador de vapor y el sistema de potencia.

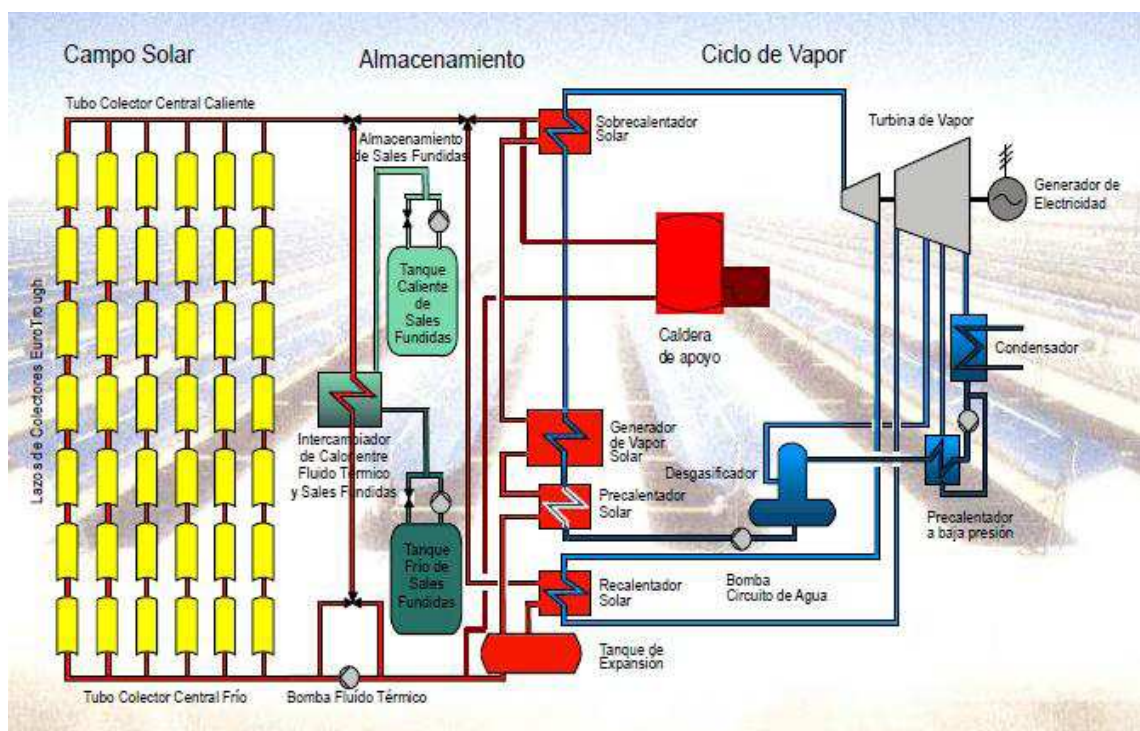


Ilustración 5.6: Esquema de funcionamiento de una central térmica-solar.

En este apartado se va a elegir el tipo de colector que se va a colocar en el campo solar de la central termosolar objeto de este proyecto. Tener en cuenta que cuando se habla del tipo de colector se hace referencia en todo momento a la estructura del mismo, lo que ocurre es que se le atribuye el nombre de colector de forma genérica. La estructura del colector está diseñada para proporcionar la rigidez necesaria al conjunto de elementos que lo componen, se podría decir que es el esqueleto del colector.

Funciones que realiza la estructura de un colector:

- Soporta los espejos y los tubos absorbedores, manteniéndolos alineados óptimamente.
- Resiste las fuerzas externas como las del viento.
- Permite que el colector gire, por lo que los espejos y los tubos absorbedores pueden llevar a cabo el necesario seguimiento solar.
- Actúa de interfase con la cimentación del colector..

5.4.1.1.1 Colector Solargenix.

La empresa Solargenix Energy apoyada por el departamento de energía de EE.UU. ha desarrollado un nuevo colector cilindro parabólico también de última generación. La estructura del colector de Solargenix está hecha de aluminio extruido y utiliza una estructura de diseño espacial. Las ventajas de este tipo de colector son que pesa menos que los de acero, requiere de muy pocos elementos de fijación, no necesita de una soldadura o fabricación especializada, se monta fácilmente y no requiere de una alineación en el campo solar.



Ilustración 5.7: Parte de atrás de la estructura de un colector Solargenix. www.nrel.gov

5.4.1.1.2 Colector Eurotrough.

Tras la desaparición de Luz, un consorcio de empresas y laboratorios de investigación europeos (Inabensa, Fichtner Solar, Flabeg Solar, SBP, Iberdrola, Ciemat DLR, Solel, CRES), inició el desarrollo del diseño de un nuevo colector basándose en las experiencias de los colectores Luz y con la intención de aunar en él todos los conocimientos adquiridos en el diseño del LS-2 y LS-3. El colector Eurotrough utilizó un diseño de armazón soporte o torque box. Consiste básicamente en un armazón rectangular con brazos soporte, así consigue combinar una mayor resistencia a la torsión con una menor cantidad de acero utilizado en su fabricación. Menos componentes, menos costos, más eficiente.



Ilustración 5.8: Filas de colectores ET-100. (Fuente: Solar Millennium AG, 2009)

La unidad básica del campo termosolar son los colectores cilíndrico-parabólicos, o SCA (Solar Collector Assembly) que poseen las siguientes características técnicas, para el modelo elegido: el Eurotrough ET-100 (ver ilustración). Este colector se ha elegido por sus buenas cualidades ópticas, precio, y comportamiento ante cargas elevadas de viento.

Sus características son prácticamente idénticas a las del modelo SGX-2 de Solargenix.

Los puntos fuertes de este colector son:

- Su reduciendo peso específico (28 kg/m²).
- La elevada rigidez del colector, lo que le posibilita obtener un rendimiento óptico del 80% y le permite operar en condiciones de viento más desfavorables, aumentando su rendimiento.
- Es un colector producido a gran escala, lo que hace que comercialmente tenga un precio bastante competitivo.
- Permite su construcción en el mismo campo solar reduciendo así los costes de fabricación.

Los CCP tienen una longitud aproximada de 99 m, y se agrupan en lazos de 4 unidades, dispuestos en dos filas paralelas de dos unidades cada una, esto es, de unos 200 m cada fila.

Las filas de colectores están orientadas en dirección Norte-Sur, de forma que estos pueden seguir el movimiento del sol de Este a Oeste a lo largo del día, mediante un sistema de seguimiento hidráulico.

Características del colector EUROTROUGH – 100	
Ancho de Parábola (m)	5,76
Longitud total de cada colector (m)	98,7
Número de módulos por colector	8
Diámetro exterior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,07
Diámetro interior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,065
Area neta de apertura debida a los espejos en cada colector (m ²)	548,3
Rugosidad cara interna tubo absorbedor (μm)	20
Reflectividad nominal de los espejos, r	0,93
Transmisividad de la cubierta de vidrio del absorbedor, t	0,95
Absorptancia del recubrimiento selectivo, a	0,95
Factor de interceptación por errores opticos y de montaje, g ₁	0,90
Rendimiento óptico pico: r x t x a x g ₁ x g ₂	0,755
Modificador por ángulo de incidencia:	
$K(\varphi) = 1 - [(2,859621E-5 \cdot \varphi^2 + 5,25097E-4 \cdot \varphi) / \cos(\varphi)]$ (φ en grados)	
Pérdidas térmicas:	
$Q_L = 0,00154 \cdot \Delta T_2 + 0,2021 \cdot \Delta T - 24,899 + [(0,00036 \cdot \Delta T_2 + 0,2029 \cdot \Delta T + 24,899) \cdot (E_u / 900)] \cdot \cos(\varphi)$	
Siendo ΔT el incremento de temperatura entre el fluido y el ambiente.	
Esta expresión dan las pérdidas térmicas en W por metro longitudinal de colector.	

Tabla 5.6: Datos de diseño del colector EUROTROUGH ET-100

5.4.1.2. Sistema solar.

El sistema solar de la central está compuesto por el campo solar, el sistema de aceite térmico y los distintos subsistemas que hacen posible el funcionamiento conjunto de ambos.

El campo solar está compuesto por multitud de CCPs que transforman la radiación solar directa disponible, en calor sensible del aceite térmico que circula por los tubos receptores. El campo solar es un sistema distribuido modularmente de colectores cilíndrico parabólicos conectados en paralelo mediante un sistema de tuberías aisladas, por las que circula el aceite térmico (también llamado fluido de transferencia térmica, HTF). El aceite térmico frío a 295°C es bombeado por el sistema de potencia hacia el campo solar, donde se distribuye por las filas de colectores calentándose hasta 400°C, para después volver al generador de vapor del ciclo de potencia.

La distribución habitual consistirá en filas paralelas de CCP, y cada fila a su vez, estará compuesta por varios de éstos CCPs conectados en serie, de manera que el fluido que circula por los tubos es calentado conforme pasa desde la entrada a la salida de cada fila.

El número de filas conectadas en paralelo será tanto mayor cuanto mayor sea la potencia térmica nominal del campo solar, mientras que el número de CCPs conectados en serie dentro de cada fila dependerá a su vez del salto de temperatura que se quiera conseguir en el fluido de trabajo.

Los colectores concentran la radiación solar que incide sobre los espejos cilíndricoparabólicos sobre el tubo absorbente colocado en la línea focal de la parábola, y por donde fluye el aceite térmico. Estos colectores están montados sobre una estructura metálica, en la que se dispone de elementos locales, un sistema de movimiento hidráulico y un controlador local que hace que siga al sol en todo momento.

Los elementos principales de un CCP son los siguientes:

5.4.1.2.1 Reflector cilíndrico parabólico.

Su misión es concentrar la radiación solar sobre él y proyectarla sobre el tubo absorbente. Los reflectores cilíndrico-parabólicos están compuestos de gran cantidad de espejos unidos, lo que aporta mayor superficie de reflexión, y a su vez unas mejores propiedades mecánicas del colector, ya que los elementos de los extremos van reforzados para poder soportar mejor las cargas de viento elevadas, mientras que los elementos interiores son normales.

Éstos reflectores están constituidos por espejos compuestos a base de paneles de vidrio pulimentado, conformado en caliente, soportados por una estructura metálica tubular queda la integridad estructural al conjunto del colector.



Ilustración 5.9: Reflector cilíndrico-parabólico (EUROTROUGH. www.nrel.gov)

El vidrio está hecho con el método estándar de vidrio flotado que consiste en llevar el vidrio fundido a un baño de metal fundido. La alta temperatura del metal fundido elimina algunas irregularidades de la superficie haciéndola plana. Como el vidrio flota y la temperatura del metal fundido es gradualmente reducida, el vidrio acaba por solidificar. Los paneles se llevan a los moldes parabólicos de alta precisión y se introducen en un horno de gas donde el vidrio adopta la forma parabólica. La exactitud de la forma de los paneles de vidrio fabricados es comprobada mediante un dispositivo de rayo láser.

El vidrio que se usa para estas aplicaciones tiene un contenido muy bajo de hierro para maximizar la transmisividad de la radiación solar que atraviesa el cristal.

Después de cortarlo y conformarlo con las medidas apropiadas el vidrio flotado es plateado por su parte trasera y se le añaden cuatro capas, una capa de cobre y tres capas protectoras. Además se cubren los bordes del vidrio con una laca protectora para evitar la corrosión. Las piezas cerámicas traseras que se usan para unir los espejos a la estructura soporte del colector, se fijan con un adhesivo especial.

5.4.1.2.2 Tubo absorbente.

El tubo absorbente es uno de los elementos más importantes que componen un colector cilindro parabólico, es en él donde la energía solar radiante se convierte en energía térmica por lo que el rendimiento global del colector depende en gran medida de este elemento.

Esquemáticamente, los tubos absorbentes que se utilizan en las plantas termosolares están constituidos por dos tubos concéntricos, uno interior metálico, por el que circula el fluido caloportador, y otro exterior de vidrio.

Es básico que el tubo metálico cuente con un recubrimiento selectivo el cual le va conferir una elevada absorptividad y una baja emisividad en el espectro infrarrojo, así se consigue que los tubos absorbentes tengan elevados rendimientos térmicos.

El tubo de vidrio que rodea exteriormente al tubo metálico tiene una doble función la de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y la de proteger el recubrimiento selectivo de las inclemencias meteorológicas, para ello entre el tubo metálico y el tubo de vidrio se hace el vacío. El tubo de cristal suele llevar también un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad a la radiación solar y consiguientemente, el rendimiento óptico del colector.

En la actualidad sólo dos fabricantes suministran tubos absorbentes para los nuevos proyectos de plantas termosolares comerciales, los dos son alemanes Siemens y Schott.

A continuación se muestran los dos modelos de tubos absorbentes de última generación que ofrecen cada una de estas dos marcas, el receptor SCHOTT PTR 70 y el SIEMENS UVAC 2010. Ambos incorporan los últimos avances tecnológicos proporcionados por la gran experiencia acumulada por estas empresas en los últimos años en los distintos proyectos termosolares en los que han participado.



Ilustración 5.10: Tubo absorbente SIEMENS UVAC 2010. (Fuente: Siemens, 2010).

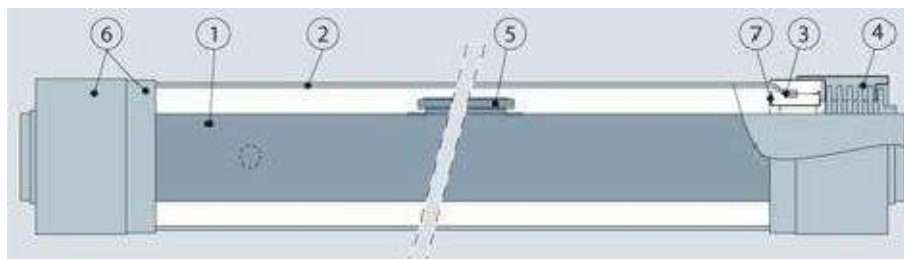


Ilustración 5.11: Esquema de los componentes del tubo absorbente Siemens UVAC 2010. (Fuente: Siemens, 2010).

Componentes del tubo absorbedor Siemens UVAC 2010

1. Tubo metálico.
2. Tubo de vidrio.
3. Unión mediante soldadura vidrio-metal.
4. Fuelle metálico.
5. Getter para mantenimiento de la cámara de vacío.
6. Protectores externos.
7. Protectores internos.

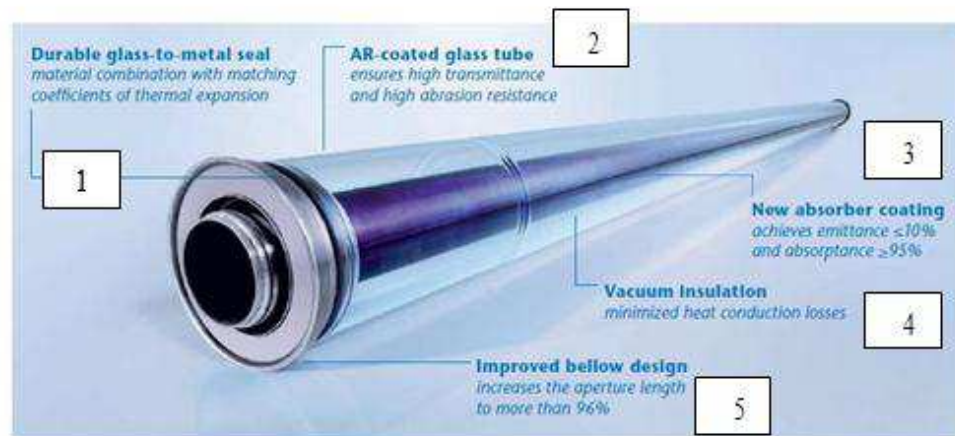


Ilustración 5.12: Tubo absorbedor SCHOTT PTR 70. (Fuente: Schott, 2010)

Componentes del tubo absorbedor Schott PTR 70

1. Unión mediante soldadura vidrio-metal.
2. Tubo de vidrio con tratamiento antirreflexivo.
3. Tubo metálico recubrimiento selectivo.
4. Cámara de vacío.
5. Acoplamiento de los tubos con el fuelle.

En la ilustración se muestran y comparan las características técnicas principales de ambos tubos absorbedores:

	SCHOTT PTR 70	SIEMENS UVAC 2010
Longitud	4060 mm	4060 mm
Ø exterior tubo metálico	70 mm	70 mm
Tipo de metal	Acero inoxidable	Acero inoxidable
recubrimiento selectivo	Cermet	Cermet
Ø exterior tubo vidrio	125 mm	115 mm
Tipo de vidrio	Vidrio borosilicatado ²	Vidrio borosilicatado
Transmisividad	≥ 96%	≥ 96.5%
Tratamiento antirreflexivo	En las dos caras del tubo de vidrio	En las dos caras del tubo de vidrio
Absortividad	≥ 95%	≥ 96%
Emisividad	≤ 10 % a 400 °C	≤ 9 % a 400 °C
Superficie útil	~ 95%	~ 96%
Cámara de vacío	Vida útil > 25 años	Vida útil > 25 años

Tabla 5.7: Características técnicas del receptor SCHOTT PTR 70 y del SIEMENS UVAC 2010. (Fuente: Schott, 2010 y Siemens, 2010).

Como se puede apreciar, las diferencias que existen entre ambos son mínimas, tanto a nivel de diseño como a nivel de rendimiento térmico.

En ambos, los extremos del tubo de vidrio van soldados, mediante una soldadura vidrio-metal, a un fuelle metálico que, a su vez, va soldado al tubo metálico. De esta forma se logra que exista una cámara de vacío entre el tubo metálico y el de vidrio, y al mismo tiempo se compensa la diferente dilatación térmica de los tubos de vidrio y metal mediante el fuelle metálico.

Los dos modelos utilizan recubrimientos selectivos tipo cermet en el tubo metálico absorbedor, realizados mediante procesos de sputtering o PVD (Physical Vapour Deposition). El principal problema de la mayoría de este tipo de recubrimientos es que se degradan en contacto con el aire, de ahí la necesidad de que exista una cámara de vacío entre el tubo metálico y el tubo de vidrio.

En ambos, para asegurar la cámara de vacío se colocan unos dispositivos denominados getters, que tienen la función de absorber las posibles moléculas de diferentes sustancias (sobre todo hidrógeno) que con el paso del tiempo, pudieran ir penetrando en la cámara.

También cuentan con un recubrimiento antirreflexivo de alta resistencia al desgaste y que al mismo tiempo permite una elevada transmisión de la radiación solar.

Las únicas diferencias reseñables que existen entre ambos modelos se pueden resumir en las dos siguientes:

- Los getters, en el tubo diseñado por Siemens van adheridos al tubo metálico, mientras que en el tubo de Schott se adhieren al fuelle metálico.

- La forma de colocación del fuelle metálico es otra de las diferencias entre ambos modelos. Mientras que en el diseño de Siemens la unión tubo de cristal-fuelle-tubo metálico se da de manera consecutiva, el fuelle se une a cada tubo por uno de sus extremos, en el diseño de Schott no están dispuestos los elementos consecutivamente, sino unos encima de los otros, esto es, el fuelle queda en mitad. Así se consigue algo más de superficie útil en el tubo absorbedor y permite que los getters se puedan colocar en el fuelle.

Como se ha podido ver, cualquiera de los dos modelos de tubos absorbedores analizados cumple perfectamente con los requisitos que se le exigen a un elemento tan importante como este dentro de un colector cilindro parabólico.

Para este proyecto se contará con el SCHOTT PTR 70 porque a diferencia del modelo de Siemens, este receptor se fabrica en España, en la planta que la empresa tiene en el Parque de Actividades Medioambientales de Andalucía (PAMA) en Aznalcollar (Sevilla).

5.4.1.3. Sistema de seguimiento solar.

Para poder seguir al sol durante el día, el CCP va dotado de un mecanismo de seguimiento solar que va cambiando la posición del CCP conforme el sol se va moviendo. Los colectores están dotados de un movimiento de rotación sobre su eje longitudinal, lo que se consigue gracias al sistema de seguimiento solar, cuya misión es conseguir un óptimo posicionamiento de los reflectores. Con este sistema se maximiza el tiempo de exposición a la radiación solar directa de la superficie captadora.

El sistema de seguimiento solar más utilizado consiste en un dispositivo que gira los reflectores del colector alrededor de un solo eje. Normalmente los CCPs se instalan de forma que su eje de giro queda orientado en la dirección Norte-Sur, o Este-Oeste según la latitud del emplazamiento.

- El montaje polar o de sistema de seguimiento en la dirección E-O, tendrá el eje de rotación del colector paralelo al eje de la tierra, por lo tanto su línea focal será la paralela a ese eje.

Los altos niveles de radiación que se obtienen con este sistema de seguimiento, los hace recomendables para aplicaciones industriales principalmente en latitudes comprendidas entre los 30 y los 45°, en zonas climáticas con grandes diferencias de soleamiento a lo largo del año, inviernos cubiertos y lluviosos, veranos y medias estaciones soleadas.

Por lo tanto los altos niveles de insolación, y el hecho de que la ubicación de nuestra central esté comprendida en ese rango de latitudes, hace recomendable la utilización de este sistema de seguimiento E-O para la aplicaciones que en ella se van a llevar a cabo.

- En el sistema de seguimiento al sol en dirección Norte Sur, la radiación solar incidirá perpendicularmente sobre el plano de apertura del colector, todos los días del año en el mediodía solar y presentará ángulos de incidencia medios mayores que los que se obtienen con el sistema polar, por lo tanto existirá un menor aprovechamiento de la radiación directa, que es en la que se basa el funcionamiento de los colectores.

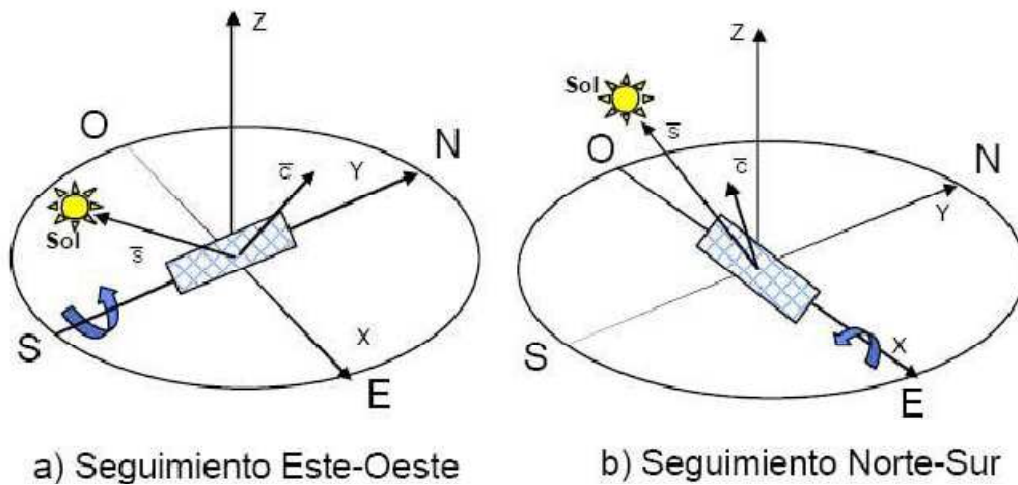


Ilustración 5.13: Seguimiento solar.

Los colectores cilíndrico-parabólicos están dotados de un sistema de seguimiento adecuado para captar la máxima radiación solar directa para lo cual el plano de captación de las parábolas reflectoras está posicionado siempre en dirección perpendicular a la radiación.

El indicador de posición es un codificador angular que se monta sobre el eje de giro del colector, permitiéndole un eje giro desde -29° , hasta 180° .

Cada CCP lleva su controlador local y una unidad hidráulica de accionamiento. El controlador local recibe la señal del indicador de posición, además de controlar que no se sobrepase la temperatura máxima del aceite térmico mediante sensores de temperatura.

El control del campo solar se realiza desde dos puntos.

- Desde un controlador supervisor del campo (FSC). Este sistema está centralizado en la sala de control del campo.
- Desde el controlador local ubicado en cada colector (LOC). El FSC monitoriza las condiciones de insolación y de viento, y la circulación de fluido térmico (a través del estado de las bombas), comunicándose con todos los LOC.

El FSC es responsable de iniciar el funcionamiento de la planta si se dan las condiciones de operación adecuadas, ordenando a los colectores a seguir la posición solar, así como pasar a posición de parada por la noche o ante situaciones que hagan peligrar la integridad de la planta (por ejemplo con fuertes vientos, superiores a 20 m/s).

Una vez que el campo está funcionando de manera estable, el FSC cede el control individual de cada colector a su correspondiente LOC.

El campo solar opera controlado por el Controlador Supervisor del Campo (FSC) que es un ordenador situado en la Sala de Control Central cuya función es comunicar con cada uno de los controladores locales y con el sistema de control distribuido de la Planta (LOC). El FSC es el encargado de poner en funcionamiento el campo solar cuando amanece si el tiempo y la disponibilidad de la planta lo permiten, y de detener su funcionamiento durante la noche o cuando hay fuertes rachas de viento.

Cerca del área donde se encuentra el sistema de potencia se instala una estación meteorológica, de forma que la información que va generando afecta a la operación del campo solar.



Los datos de radiación se usan para determinar el rendimiento del campo solar y los datos de velocidad del viento son necesarios para detener el campo ante altas velocidades.

En definitiva el FSC se comunica con el sistema de control distribuido de la planta que coordina e integra el sistema de potencia, el sistema de transferencia térmica y el campo solar.

Cada CCP funciona como una unidad independiente, concentrando la energía solar con un sistema de seguimiento solar, y un sistema de comunicación y control propios. Para ello cada unidad está equipada con elementos de medidas locales, un sistema de movimiento hidráulico y su propio controlador local (LOC), que permite seguir al Sol independientemente del Controlador Central (FSC), manteniendo el panel reflector dirigido al Sol y protegiendo los tubos absorbentes del sobrecalentamiento.

Todos y cada uno de los controladores locales estarán comunicados por Ethernet con el controlador supervisor del campo situado en la sala de control de la central. El FSC envía a los controladores locales las correspondientes órdenes de funcionamiento y recibe información de estado y posibles alarmas de cada uno de ellos.

A su vez el FSC formará parte de un Sistema de Control Distribuido compuesto por otras Unidades de Control encargadas de otros conjuntos de equipos de la Central, como el Turbogruppo, los Generadores de Vapor, el Sistema Eléctrico, Tratamiento de Agua, etc

Se instalarán en la Sala de Control las correspondientes Unidades de Mando y Supervisión que proporcionarán el sistema de comunicación hombre-máquina mediante puestos de operación dotados de pantallas, teclado, impresoras, registros de alarmas y eventos, etc.

5.4.1.4. Estructura del colector.

La estructura del colector es una estructura metálica, de tipo modular en forma de costillar que se usa para dar rigidez al conjunto de espejos que componen el colector, (el número de espejos y soportes variará según los fabricantes) y que a su vez actúa de interfase con la cimentación del colector, al estar soportada esta estructura en varios Pilon que son el nexo de unión de la estructura con los cimientos.

El eje rotacional de la estructura, está situado en el centro de gravedad, a pocos milímetros por debajo de la caja de torsión, la cual aguanta los brazos soporte de los espejos parabólicos.

Las estructuras metálicas se deben ensamblar con sumo cuidado para tener una alta calidad y así asegurar la adecuada alineación del conjunto a fin de que no haya deformaciones en el sistema óptico de los colectores.

En la estructura del colector se encontrará además el sistema de seguimiento solar comentado anteriormente, que estará compuesto por un sensor solar que detecta la posición del sol para poder actuar sobre el mecanismo de accionamiento del colector, situado en el Drive Pilon que dará las órdenes necesarias para estar convenientemente enfocado hacia el sol.

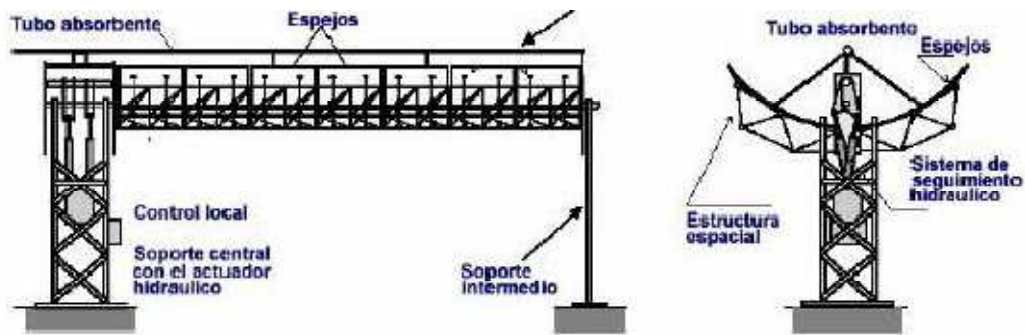


Ilustración 5.14: Estructura del colector

La estructura de los CCPs está conformada por 12 pilares de estructura metálica: 10 Typical Pilon que soportan las parábolas, 1 Drive Pilon, y un Shared Pilon en el caso de que sea un CCP que enlace con el siguiente o 1 End Pilon en el caso de que sea el colector final del lazo.

El Drive Pilon, o pilar central estará situado en el centro del CCP, estando los otros 10 pilares ubicados simétricamente a cada lado del central, e incorpora el accionamiento y el armario de control local del colector que rige los movimientos de las distintas parábolas que componen el CCP.

5.4.2. Elección del fluido calorífico a emplear en la planta.

El funcionamiento de las plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos depende en gran medida del fluido calorífero que se utilice en el campo solar, ya que no sólo condiciona el rango de temperaturas de trabajo, sino que determina otros aspectos de ingeniería como el almacenamiento térmico o la elección de materiales.

Existen dos tipos de tecnologías asociadas al fluido calorífico usado en el campo solar, la denominada Heat Transfer Fluid conocida con las siglas HTF, que se basa en el uso de un medio caloportador (aceite o sales fundidas) para transportar la energía térmica desde el campo solar al bloque de potencia y se caracteriza por emplear distintos fluidos de trabajo en el campo y en el bloque de potencia, y la tecnología de DSG, Direct Steam Generation, conocida con las siglas DSG, la cual utiliza agua directamente en los tubos absorbentes y que elimina la necesidad de utilizar dos fluidos diferentes, con lo que se prescinde de los intercambiadores de calor intermedios para la generación de vapor, además de otras diferencias notables que conlleva el uso de agua-vapor como fluido calorífico.

Esta tecnología DSG, todavía está en estado precomercial, pero en la que se centran muchos proyectos de investigación actuales. Como ejemplo, citar el lazo de ensayo DISS, en funcionamiento desde 1998 en la Plataforma Solar de Almería, que es el único campo de colectores cilíndrico parabólicos existente en el mundo que genera directamente vapor a alta presión y temperatura (100bar / 400°C) dentro de los propios concentradores en condiciones solares reales.

A continuación se analizan los distintos tipos de fluidos caloríficos que se están utilizando actualmente en las plantas de concentración solar, indicando en cada caso sus principales características, fortalezas y limitaciones.

5.4.2.1. Uso de aceite como fluido de trabajo en el campo solar.

Dentro de las tecnologías HTF, el uso de aceite como fluido calorífero en el campo solar es la más extendida.

Tipos de aceites utilizados en el campo solar de colectores cilindro parabólicos:

Existen diversos tipos de aceite que se pueden emplear en el campo solar y la elección de uno u otro esta en función de la temperatura máxima de trabajo que se desea. Para temperaturas de hasta 400°C se suele utilizar el Therminol VP-1. Este aceite sintético trabaja bien a 400°C, aunque tiene el problema de que su punto de congelación igual a 12°C, lo que obliga a mantener todo el circuito de aceite, de forma permanente, a una temperatura superior a este valor. No suele ser un problema, ya que la energía auxiliar necesaria para mantener la temperatura del aceite por encima del punto de congelación es baja, debido a que las pérdidas térmicas asociadas son pequeñas.

Si se quiere obviar el problema de la congelación, existen aceites que permiten trabajar a temperaturas del orden de 400°C y no tienen un punto de congelación tan alto. Por ejemplo, el punto de congelación del Syltherm-800 es -40°C, aunque este dato no es del todo representativo ya que a igualdad de temperaturas, el Syltherm es más viscoso que el Therminol, y puede que antes de llegar a los -40°C ya sea inviable su uso por un aumento excesivo de su viscosidad. Otro problema de este aceite es su precio, tres veces superior aproximadamente al Therminol VP-1.

Las propiedades de ambos aceites se presentan en la tabla 6.8, y las variaciones de sus propiedades con la temperatura en las figuras contiguas .

Aceites térmicos	Therminol VP-1	Syltherm 800
Precio (€/kg)	02-mar	~10
Rango de funcionamiento (°C)	12 – 400	-40 – 400

Tabla 5.8 Propiedades de los aceites térmicos.

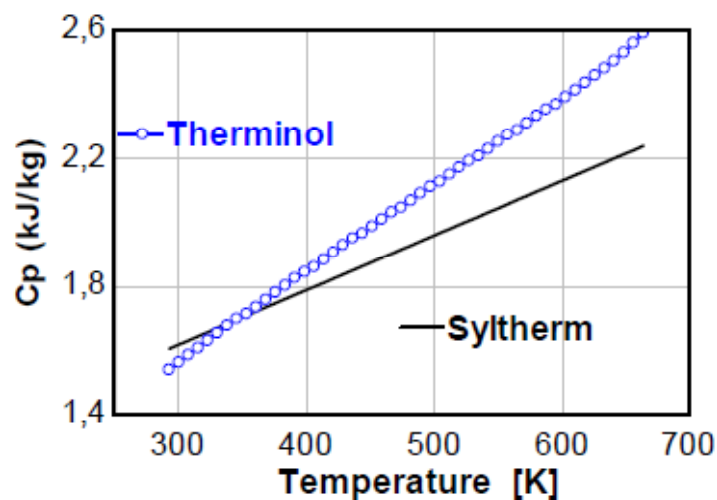


Ilustración 5.15: . Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Calor específico (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

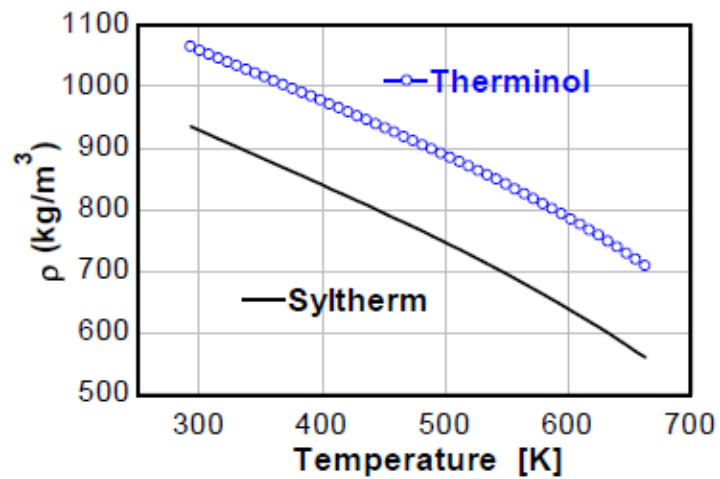


Ilustración 5.16: Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Densidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

Ilustración 70.

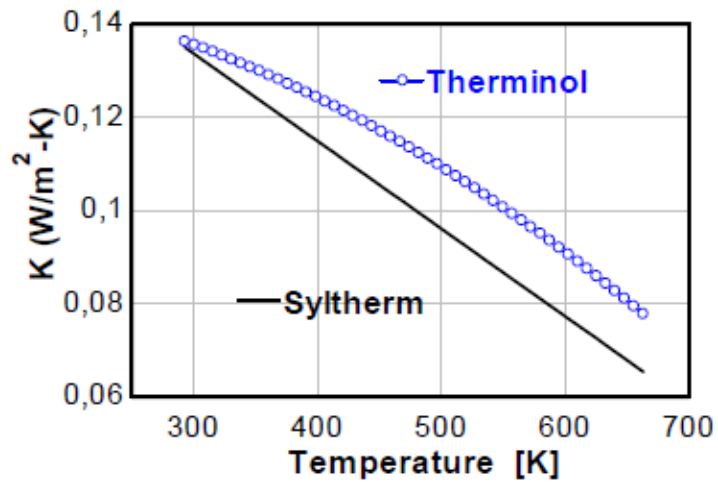


Ilustración 5.17: Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Conductividad térmica (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

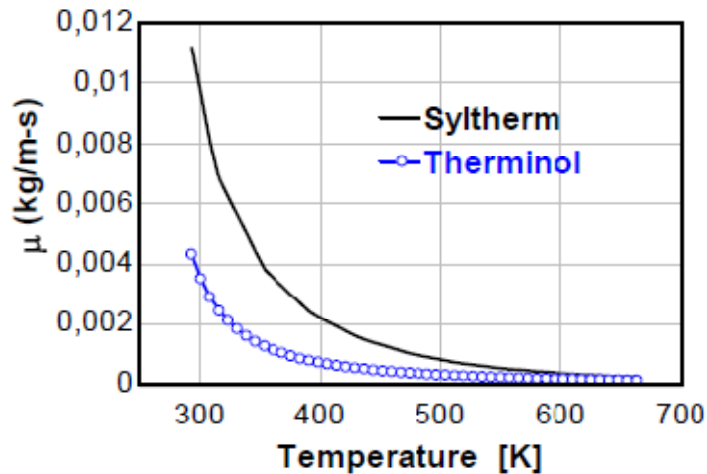


Ilustración 5.18: Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Viscosidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

5.4.2.2. Uso de sales fundidas como fluido de trabajo en el campo solar.

Las sales fundidas son fluidos que funden a temperaturas superiores a 150°C, pero que debido a su alta densidad y a su capacidad para trabajar a elevadas temperaturas de funcionamiento hacen de ellas fluidos muy interesantes desde un punto de vista térmico.

Tipos de sales utilizadas en el campo solar de colectores cilindro parabólicos:

Las sales empleadas en aplicaciones solares han sido las sales de nitrato, por sus buenas propiedades en comparación con otras. Estas sales producen bajas tasas de corrosión en los materiales habituales para tuberías, son térmicamente más estables en los altos rangos de temperatura requeridos por los ciclos Rankine, tienen presiones de vapor muy bajas, lo que permite trabajar a presiones moderadas en el campo solar, se pueden conseguir fácilmente y son relativamente baratas.

Una sal muy usada (sobre todo en sistemas de torre central) es la Solar Salt, ya que tiene una temperatura límite de operación (600°C) que permite acoplar a estos sistemas a los ciclos de Rankine más avanzados. Además, es una de las sales de nitrato más baratas.

Su mayor desventaja es que tiene un punto de congelación muy alto, 220°C. La sal ternaria Hitec presenta un punto de congelación mucho más bajo, en torno a 140°C, pero su coste es más alto y su temperatura límite más baja. Existe otra sal, la Hitec XL, con un punto de congelación todavía más bajo, alrededor de los 120°C.

En las siguientes figuras se pueden ver las propiedades de una sal fundida de uso en sistemas solares, la Hitec XL comparada con el aceite Therminol VP-1 y como varían sus propiedades con la temperatura.

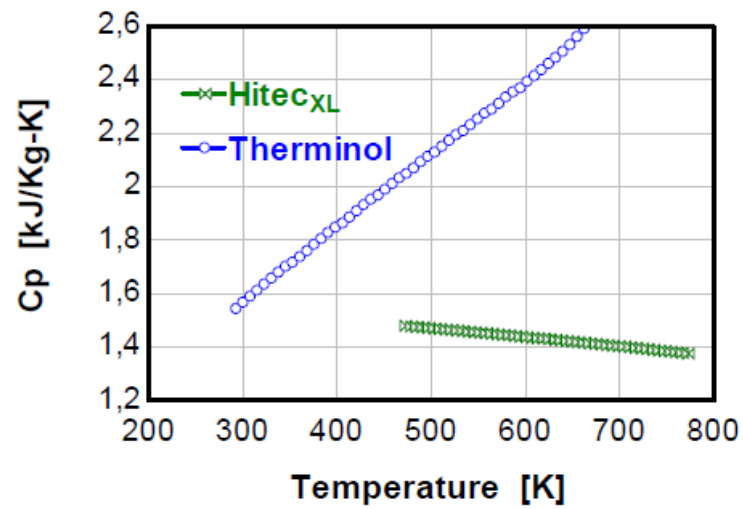


Ilustración 5.19: Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 para ver como varían sus propiedades físicas con la temperatura - Calor específico (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

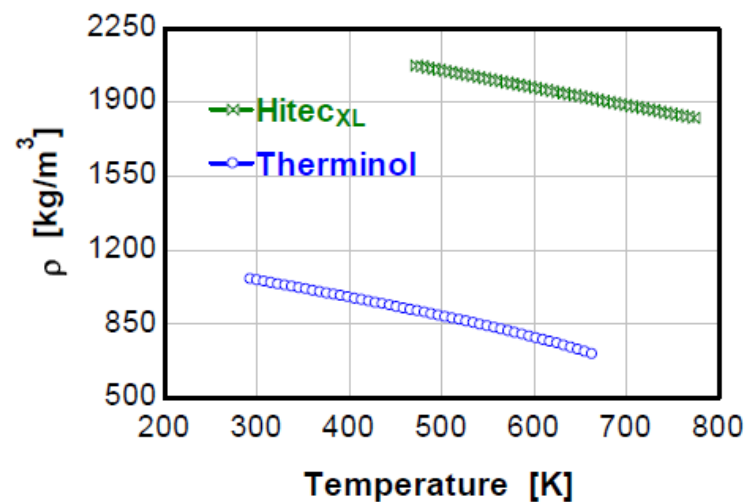


Ilustración 5.20: Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 para ver como varían sus propiedades físicas con la temperatura – Densidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

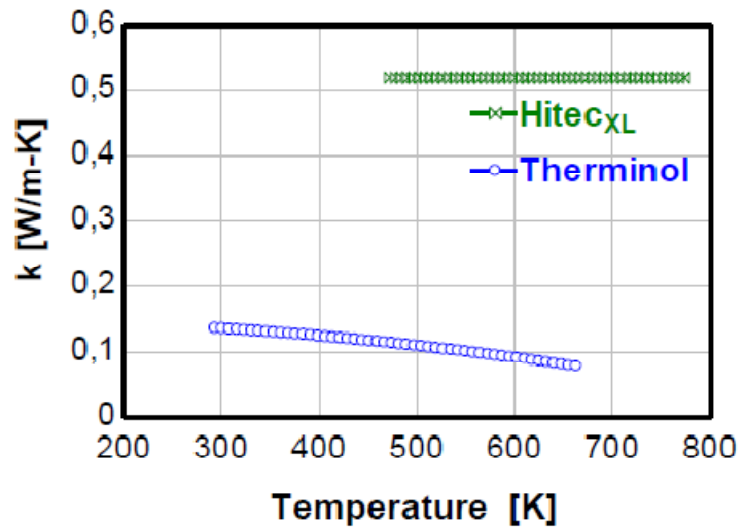


Ilustración 5.21: Comparación de la sal Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 para ver como varían sus propiedades físicas con la temperatura - Conductividad térmica (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

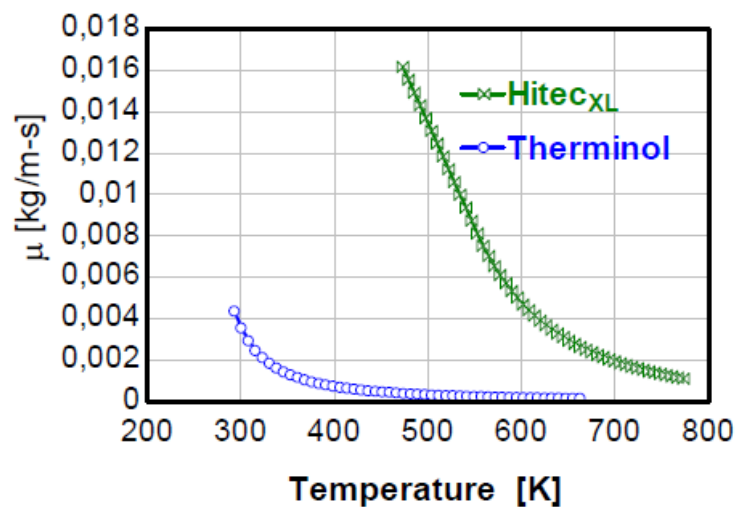


Ilustración 5.22: Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 para ver como varían sus propiedades físicas con la temperatura – Viscosidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

5.4.2.3. Uso de agua-vapor como fluido de trabajo en el campo solar.

El empleo de agua-vapor a través de los colectores cilindro parabólicos de un campo solar puede reducir el coste de la energía generada, aumentando el rendimiento de producción, al suprimir el intercambiador de calor intermedio entre el campo solar y el bloque de potencia. Otras ventajas de la generación directa de vapor son:

- El fluido de trabajo en el campo solar no es, en ningún caso, ni contaminante ni peligroso: se elimina el riesgo de fugas o, en el caso del aceite, de incendios.
- La temperatura máxima de operación no está limitada por el fluido de trabajo, como en el caso del aceite (400°C), y los problemas de congelación no son tan acusados como en el caso del empleo de sales (con temperaturas de congelación entre 140°C y 220°C).
- Se suprimen muchos de los sistemas auxiliares del circuito de aceite (sistema antiincendios, piscina de recogida del aceite en caso de fugas, sistema de purga de inconfesables del aceite y sistema de inertización del aceite) o al circuito de sales (elementos calefactores, procedimientos y sistemas asociados a la protección frente a las congelaciones nocturnas, etc.).

No todo son ventajas, también hay inconvenientes:

- Se necesitan tuberías, válvulas y accesorios metálicos del campo solar más fuertes, con paredes más gruesas, capaces de soportar unas mayores presiones de trabajo.
- Los tubos absorbedores también necesitan ser mejorados para poder soportar las altas temperaturas y presiones de esta tecnología.

La tecnología de Generación Directa de Vapor es muy interesante pero necesita que se dé un salto tecnológico en el diseño de componentes y nuevos materiales para que ésta sea usada a nivel comercial.

5.4.2.4. Conclusión.

A las temperaturas de trabajo a las que operan los colectores cilindro parabólicos actualmente ($125^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$), el fluido de trabajo que parece más adecuado es el aceite, por tener un punto de congelación y una presión de vapor bastante adecuadas para esas temperaturas. Concretamente se empleará en la planta termosolar el Therminol VP-1, que es el aceite que se está usando en casi todos los proyectos de plantas de tecnología HTF de cilindro parabólicos debido a sus buenas propiedades y a su precio competitivo (en comparación con el Syltherm-800).

Con el Therminol VP-1 se pueden alcanzar temperaturas de trabajo cercanas a los 400°C con presiones que no encarecen en exceso la instalación (~16 bar). Esta temperatura constituye un límite, el Therminol VP-1 es susceptible de degradación química cuando superan los 390°C, pero esto no es un problema debido al estado actual de la tecnología, que hace que no se superen esos valores.

Los otros fluidos analizados presentan mayores problemas:

Las sales cuentan con los problemas típicos de corrosión y de taponamiento por solidificación en puntos fríos, además de un punto de congelación alto.

La problemática de trabajar con agua, es que a presión ambiente cambia de fase a los 100°C, lo que implica, que para trabajar con este fluido, hay que ir a presiones elevadas para alcanzar temperaturas elevadas de trabajo como ya se ha comentado anteriormente, esto hace imprescindible el uso de espesores elevados en las tuberías para poder trabajar a presión elevada. Otro problema es la dificultad añadida del acoplamiento con un sistema de almacenamiento térmico.

5.4.2.5. Sistema de fluido térmico HTF.

El sistema de fluido térmico es un circuito cerrado de tuberías, depósito de expansión y válvulas por el que circula el aceite térmico.

El objeto del sistema es transferir la energía térmica captada del campo solar al generador de vapor para producir electricidad.

El aceite HTF calentado por el campo solar es enviado a un intercambiador de calor aceite/agua donde se transfiere su energía térmica al agua para generar vapor sobrecalentado.

El circuito de HTF está formado por gran cantidad de tubos absorbentes que forman lazos a través de los cuales circula el aceite que se va calentando a medida que recorre el campo solar.

El circuito de aceite estará dividido en cuatro cuadrantes que permitirán un uso variable de la central, dependiendo de la radiación que incida en los colectores en cada época del año.

Además del aporte calorífico que supone la radiación solar sobre el sistema de HTF, se instalará una caldera auxiliar de gas natural a la entrada del campo solar con los siguientes objetivos:

- Favorecer los arranques de la central.
- Calentar el aceite cuando no haya radiación solar disponible, o cuando esta no sobrepase unos valores mínimos. De esta forma se pueden prolongar las horas de operación de la planta.
- Suministrar energía térmica al aceite durante la noche en invierno para evitar que se alcance la temperatura de congelación.

El único requisito para la caldera es que esté fabricada con un material adecuado que evite la corrosión en contacto con el aceite caliente.

5.4.2.6. Tanque de expansión.

El tanque de expansión se trata de un tanque a presión que se sitúa en el punto más elevado de la instalación, y que cumple una doble función dentro de la instalación:

- Absorber las variaciones de volumen producidas por las variaciones de temperatura del fluido térmico.
- Presurizar el sistema a una presión de 11,5 bares mediante la introducción de nitrógeno a dicha presión.

El tanque de expansión se conecta al circuito cerrado de aceite a través de la línea de expansión que parte de la tubería de succión del grupo de bombeo

Al igual que el resto de los tanques y equipos de la instalación, el tanque de expansión estará calorifugado en su totalidad con objeto de evitar la pérdida de calor a través de sus paredes y proteger a los operarios frente a las quemaduras producidas por un contacto accidental.

5.4.2.7. Tanques de rebose.

Son dos tanques a presión situados a nivel del suelo que por un lado recogen el fluido térmico que rebosa del tanque de expansión y por el otro recogen el fluido térmico limpio procedente del sistema de regeneración de aceite térmico, a estos dos sistemas se les conoce como sistemas de merma y de recuperación.



Los tanques de rebose están presurizados a 11,5 bar en operación normal gracias a la inyección de nitrógeno a dicha presión. Aparte de contener los reboses del tanque de expansión y el fluido térmico limpio procedente del sistema de regeneración de la planta, los tanques de reboses forman parte del sistema colector principal junto con el tanque auxiliar de almacenamiento. Este sistema colector principal es un conjunto de depósitos que en conjunto deben de ser capaces de almacenar y contener la totalidad del fluido térmico existente en la instalación.

5.4.2.7.1 Sistema de merma.

El sistema de merma está formado por un total de tres tanques a presión que cumplen dos funciones principales:

- Durante el calentamiento de la instalación y venteo del nitrógeno a la atmósfera, los vapores de bajo punto de ebullición que son expulsados junto con el nitrógeno son condensados en el sistema de merma junto con los vapores de bajo punto de ebullición procedentes del sistema de recuperación. Estos productos condensados, serán recogidos en el tanque de drenajes del sistema de merma.
- El sistema de merma separa los vapores de bajo punto de ebullición del fluido térmico y los recoge con objeto de controlar la pureza del aceite térmico.

De los tres tanques que forman el sistema de merma, dos están colocados uno a continuación del otro y el tercero es el tanque de recogida de drenajes y productos finales.

Los dos primeros tanques están situados en cotas elevadas, mientras que el tanque de drenajes se sitúa en la cota cero de la instalación.

El primero de los dos tanques del sistema de merma, está dotado de un sistema de refrigeración externo del fluido térmico que se va condensando en él. Dicho fluido térmico, una vez que se condensa dentro del primer tanque, es bombeado a través de un aerorefrigerador de aire e introducido de nuevo en el interior del tanque con objeto de mantenerlo a una temperatura de unos 175 °C. El fluido térmico almacenado en el primero de los tanques, es un fluido térmico ya limpio. Cuando el nivel de fluido térmico en este primer tanque alcanza un valor predeterminado, otra bomba distinta aspira el fluido térmico ya limpio y lo vuelve a introducir en el circuito de fluido térmico a través de uno de los tanques de rebose descritos en el apartado anterior.

Antes de llegar al segundo de los tanques del sistema de merma, los vapores de bajo punto de ebullición y el nitrógeno que sale del primero de los tanques, pasa a través de un aerocondensador donde se condensan a una temperatura en torno a los 60 °C. Ya en el segundo tanque, los condensados son enfriados hasta los 38 °C mediante un serpentín de agua fría. Cuando el nivel de condensado llega a los 3 m, estos pasan al tanque de drenajes del sistema de merma para ser recogidos y tratados.

5.4.2.7.2 Sistema de recuperación.

El sistema de recuperación junto con el sistema de merma constituye parte del sistema de regeneración de fluido térmico de la instalación.

El sistema de recuperación está formado por un total de dos tanques a presión cuya función principal es eliminar del fluido térmico los vapores de alto punto de ebullición producidos por la degradación de aceite antes de que se supere la solubilidad máxima de los mismos y empiecen a precipitar en el sistema.

Ambos tanques están situados en la cota cero de la instalación.

5.4.2.8. Tanque de almacenamiento auxiliar.

El tanque de almacenamiento auxiliar forma junto con los tanques de rebose el sistema colector principal de la instalación. Como se indicaba anteriormente, la función del sistema colector es ser capaz de almacenar el total del fluido térmico existente en el sistema de fluido térmico en caso de ser necesario.

Por otro lado, el tanque de almacenamiento auxiliar será también utilizado durante el proceso de llenado de la instalación, de manera que a medida que el fluido térmico es entregado en obra, éste será almacenado de forma temporal en el tanque de almacenamiento hasta que sea introducido en el sistema. El tanque de almacenamiento está fabricado en acero y estará presurizado con nitrógeno con objeto de evitar el contacto con el aire y la degradación del aceite.

El tanque auxiliar está dotado de dos resistencias eléctricas de inmersión colocadas a distintas alturas con respecto al fondo del tanque que proporcionan la potencia necesaria para mantener el fluido térmico a unos 50 °C en su interior, para de esta manera evitar la congelación del HTF en días fríos.

5.4.2.9. Bombas del sistema de fluido térmico.

En cuanto al sistema de bombeo y dadas las grandes dimensiones del campo solar constará de dos sectores. En cada sector se colocan dos bombas centrífugas en serie al 50% de capacidad reguladas con variación de frecuencia, apoyadas por una tercera que aportará redundancia al sistema, para en caso de fallar alguna de las dos continuar funcionando al 100%. La función de las bombas principales es bombear el fluido térmico desde el tanque de expansión a través del circuito de fluido térmico pasando por el campo solar y el sistema de generación de vapor siendo capaces de adaptar el caudal a las necesidades puntuales de la instalación.

Estas bombas serán de tipo centrífugo de eje horizontal y de construcción monobloc, para mejorar su resistencia a esfuerzos. Cada una de las bombas principales estará dotada de un variador de frecuencia que permite modificar el caudal bombeado, para adaptarse a las condiciones de proceso, ya que estas pueden variar en función de la meteorología de cada momento. La presión a la entrada de la bomba deberá ser suficiente para asegurar que no se producen fenómenos de cavitación ni a la entrada ni en el interior de la bomba. El conjunto motor-bomba será fácilmente desmontable.

5.4.2.10. Aerorefrigerador y aerocondensador.

El sistema de fluido térmico está dotado de un aerorefrigerador y un aerocondensador. Concretamente, estos dos equipos están instalados o forman parte del sistema de regeneración de fluido térmico.

La función del aerorefrigerador es enfriar mediante aire el fluido térmico limpio que se va almacenando en el primero de los tanques del sistema de merma desde los 180°C hasta los 170°C. Para ello, la bomba de refrigeración de fluido térmico del sistema de merma, aspira el aceite caliente del tanque y lo hace pasar a través de la batería de tubos del aerorefrigerador donde gracias a una corriente de aire generada por los ventiladores del equipo, permite realizar el intercambio de calor necesario.

La función de aerocondensador es hacer condensar la mezcla de vapores de bajo punto de ebullición y nitrógeno antes de llegar al segundo tanque del sistema de merma. Para ello, dichos vapores se hacen pasar a través de la batería de tubos del aerocondensador donde gracias a una corriente de aire generada por los ventiladores del equipo, permite realizar el intercambio de calor necesario.

5.4.2.11. Apoyo de combustible fósil. Caldera auxiliar.

La planta va a contar con una caldera auxiliar de apoyo que se utilizará para calentar el fluido caloportador procedente del campo solar mediante la combustión de gas natural. Las ventajas que para este tipo de centrales tiene el uso de un combustible fósil de apoyo:

- Aumenta la capacidad de producción eléctrica.
- Permite una generación de energía más estable, reduciendo las irregularidades generadas por las intermitencias del recurso solar.
- Consigue abaratar el coste de la energía eléctrica producida mediante este tipo de tecnologías.

Pero también tiene sus inconvenientes:

- La quema de combustibles fósiles es la causa principal del cambio climático que está afectando al planeta.
- Las fluctuaciones del precio del petróleo y de sus derivados, causadas por los conflictos internacionales, el aumento de la demanda por parte de los países en vías desarrollo, los límites físicos del recurso, etc., generan incertidumbres, y más si se piensa que una planta como ésta va a estar operativa al menos 30 o 40 años.

La cantidad de combustible fósil que utilizaremos en la central va a venir marcada por la normativa legal vigente. Según el REAL DECRETO 661/2007, del 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, existen dos posibilidades de venta para este tipo de plantas: a tarifa regulada o mediante prima de referencia.

El Real Decreto también dice que en estas instalaciones se podrán usar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía.

La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual al 12 % de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo con la opción de tarifa regulada, que estipula la posibilidad de ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.

Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 % si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción prima de referencia, que posibilita vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio hora.

Se va a elegir esta última opción: vender la electricidad acogándose a la prima de referencia, luego el combustible de apoyo fósil supondrá el 15 por ciento de la producción total de electricidad. La justificación de dicha elección es porque se considera la opción más rentable económicamente hablando, para este tipo de plantas.

Estas calderas suelen diseñarse para una potencia térmica equivalente a un 30% de la necesaria para proporcionar los 50MWe netos, ya que no tiene sentido invertir más en este componente que va a trabajar normalmente a mucha menor carga que la que requeriría la potencia nominal de la planta.

Estas calderas utilizan gas como combustible, y se diseñan para trabajar como calderas de apoyo en paralelo al campo solar, sus funciones son las siguientes:

- Facilita la operación durante transitorios.
- Realiza el arranque de la turbina.

- Reduce el número de paradas de la turbina.
- Facilita la operación a plena carga, complementando al campo solar o al sistema de almacenamiento.
- Mantiene el aceite a la temperatura idónea.
- Protege de la solidificación de las sales fundidas.

La hibridación con Gas Natural frente a la alternativa de la biomasa presenta los siguientes beneficios.

- Facilita la obtención de la “Gestionabilidad.”
- Mejora la controlabilidad y operabilidad de la planta.
- Mejora el rendimiento medio.
- Mejora el factor de capacidad.
- Alarga la vida de los equipos.
- Mejora el rendimiento económico.

Si bien, no todo son ventajas ya que la hibridación con Gas Natural requiere una mayor inversión y mayor coste de operación así como el negativo punto de emitir CO₂.

Los promotores de las plantas ven a la hibridación con GN una gran ventaja competitiva en el aspecto económico por lo que en el diseño de este proyecto la hibridación será realizada con Gas Natural.

Las características de diseño de esta caldera son las siguientes:

- Absoluta estanqueidad del cuerpo de presión.
- La caldera se diseñará para el 30 % de la potencia nominal eléctrica.
- El cuerpo de presión se diseñará para soportar al menos 30 bares de presión a la temperatura máxima de diseño.
- Que la temperatura de película del fluido más próximo a la pared del tubo sea la menor posible, ya que afecta al autoconsumo del fluido.
- Capacidad de ser vaciado al 100 %, en caso de avería.
- Tiene incorporado un recuperador de calor que precaliente el aire previo a la combustión, aumentando la eficiencia energética.
- Su nivel de emisión de contaminantes ha de ser bajo.
- El cuerpo de intercambio ha de estar preparado para pasar de reposo a 100 % de carga cíclicamente. Ha de soportar los esfuerzos de tracción-compresión que va a sufrir el arrancar y parar la caldera.

El suministro del gas que consumen las plantas, se realizaría con una conexión al gaseoducto que pasara por la zona. En el caso de que dicho gaseoducto se encontrara a una distancia elevada (como es el caso de éste proyecto), el transporte del gas natural hasta la planta se realizaría por medio de camiones de gas natural licuado, dotándose a la planta de una estación de regasificación.

5.4.3. Elección del sistema de almacenamiento a emplear en la planta termosolar.

Los sistemas de almacenamiento permiten a las centrales termosolares una generación de energía eléctrica más estable e independiente de la variabilidad del recurso solar. Y no sólo eso, sino que la economía, el rendimiento y las estrategias de operación de las plantas se ven favorecidas por dichos sistemas al poder adaptarse mejor a las necesidades de la demanda del mercado eléctrico, por todo ello la planta termosolar objeto del proyecto contara con él.

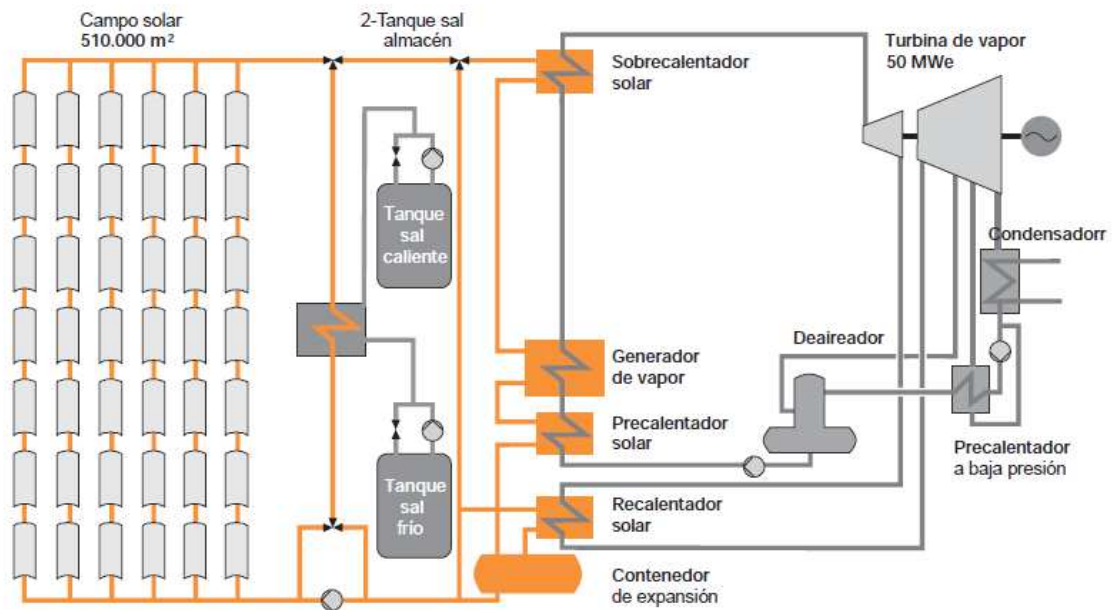


Ilustración 5.23: Sistema de almacenamiento y circuito de vapor

Existe una gran variedad de tecnologías de almacenamiento que se pueden implementar en los sistemas termosolares:

- Almacenamiento en baterías.
- Almacenamiento mecánico (aire comprimido, volantes de inercia o elevación mediante bombeo de agua en embalses).
- Almacenamiento magnético en superconductores.
- Almacenamiento térmico.

La tecnología que se está usando actualmente en las plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos corresponde exclusivamente a la del almacenamiento térmico, caracterizada principalmente porque las entradas y las salidas energéticas del sistema de almacenaje son, como su nombre bien indica, en forma de energía térmica.

Las propiedades que debe cumplir un buen medio de almacenamiento térmico son:

- Elevada densidad energética.
- Tener una buena transferencia de calor con el fluido caloportador del campo.
- Tener una buena estratificación térmica.

- Ser estable.
- Tener unos costes relativamente bajos.

El almacenamiento térmico puede realizarse con el material en distintos estados de agregación, sólido, líquido, cambio de fase, con mezcla de lecho de rocas con fluido de trabajo, etc.

Los medios de almacenamiento más frecuentes utilizados en las plantas termosolares se resumen a continuación en la siguiente tabla:

Sólido	Líquido	Materiales de cambio de fase
Arena-Roca-Aceite	Aceite mineral	NaNO ₃
Hormigón armado	Aceite sintético	KNO ₃
NaCl (sólido)	Aceite de silicona	KOH
Hierro colado	Sales de nitrito	Solución salina - cerámicos (Na ₂ CO ₃ -BaCO ₃ /MgO)
Acero colado	Sales de nitrato	NaCl
Ladrillos refractarios de sílice	Sales de carbonato	Na ₂ CO ₃
Ladrillos refractarios de magnesita	Sodio líquido	K ₂ CO ₃

Tabla 5.9: Medios de almacenamiento utilizados en las plantas termosolares.

El almacenamiento en un medio de cambio de fase es una tecnología que se encuentra en proceso de desarrollo y utiliza el punto de fusión o congelación de sales como los nitratos de sodio o de potasio para almacenar y obtener calor para la condensación y evaporación. Sólo ha sido probada en algunos prototipos, y no hay de momento aplicaciones comerciales.

Dentro del almacenamiento térmico la opción más extendida es la del almacenamiento en forma de calor sensible, en el cual se almacena energía térmica en un medio sólido, líquido o una combinación de ambos mediante un aumento de temperatura, y esa temperatura se mantiene mediante las propiedades del fluido (calor específico y densidad) y gracias al correcto aislamiento térmico del recipiente que lo contiene. El almacenamiento de energía térmica en fase sólida es conveniente para los procesos de alta temperatura (ej. sistemas de receptor central). El almacenamiento en fase líquida es conveniente para las medias temperaturas (ej. colectores cilindro parabólicos), porque para las altas temperaturas, la necesidad de presurizar el tanque y en muchos casos de tener una atmósfera inerte para evitar la oxidación, lo hace poco aconsejable. Además, en el almacenamiento líquido se puede emplear simultáneamente el mismo fluido en el sistema de almacenamiento y en los colectores del campo solar. Los materiales líquidos más adecuados son el agua, los aceites naturales o sintéticos, las sales fundidas y los metales líquidos.

El almacenamiento puede realizarse:

- En un tanque.
- En dos tanques.
- En un sistema multitanque.

Los tipos de almacenamiento, independientemente de esta clasificación, pueden ser directos o indirectos. En un sistema directo se emplea como fluido de almacenamiento el mismo que se usa

en el campo solar. Los sistemas indirectos emplean como fluido de almacenamiento uno distinto al que se usa en el campo solar.

5.4.3.1. Almacenamiento en un tanque.

Hay dos opciones:

A) Almacenamiento en un tanque con efecto termoclinto (fluido de trabajo único).

Este sistema se basa en la estratificación que se produce en el tanque por diferencia de densidad del fluido de trabajo, al existir diferentes niveles de temperatura. El funcionamiento es en doble ciclo, carga y descarga. La carga se produce extrayendo el fluido frío de la parte baja del tanque y calentarlo en el campo solar, de donde se envía de nuevo, ya caliente, a la parte alta del tanque. Al ser menos denso, quedará en la parte fría sin mezclarse. El proceso continúa hasta que termina de cargarse completamente. El proceso de descarga consiste en sacar el fluido caliente de la parte alta y, una vez enfriado, devolverlo a la parte baja del tanque. El proceso de carga y descarga se puede realizar simultáneamente manteniendo unos caudales y temperaturas semejantes en ambos procesos o creando previamente una reserva que permita extraer más de lo que entra.

B) Almacenamiento dual en un tanque.

Este sistema se basa en la estratificación producida en el material contenido en el tanque, consecuencia de su gran inercia térmica. Durante la carga, se hace pasar el fluido de trabajo a través del tanque, en sentido descendente, cediendo su energía al material de relleno. La parte superior de dicho material aumentará su temperatura rápidamente, pero la que se encuentra próxima a la salida permanecerá a una temperatura muy cercana a la inicial. Conforme aumenta el tiempo, el frente de temperaturas se va moviendo hacia la salida, hasta que alcanza dicho extremo y entonces la temperatura del fluido de trabajo a la salida comienza a aumentar. Se dice que el lecho está completamente cargado cuando su temperatura es uniforme. En ese momento se invierte el sentido del flujo, cediendo la energía a la carga, es el período de descarga.

5.4.3.2. Almacenamiento en dos tanques.

En este sistema se tienen dos tanques aislados térmicamente, denominados generalmente como tanque caliente y tanque frío, de tal manera que el volumen de cada uno sea tal que pueda contener la totalidad del fluido de trabajo. Cada uno de ellos contiene el material de almacenamiento a temperatura aproximadamente constante. Durante la carga, se llena el tanque caliente con el fluido de trabajo procedente del campo solar, y se vacía el tanque frío, de donde sale el fluido que alimenta el campo solar. En la descarga, el fluido caliente cede su energía para posteriormente introducirse en el tanque frío.

5.4.3.3. Almacenamiento en un sistema multitanque.

Este sistema consiste en disponer de más de dos tanques. En este caso, cada tanque no tendrá por qué contener todo el fluido, ya que estará repartido entre todos, lo que conlleva un menor tamaño de los mismos. Si por ejemplo fueran tres tanques, el volumen total se repartiría entre dos de ellos, de forma que siempre se podría separar la parte caliente de la fría.

Las fortalezas y debilidades de dichos sistemas se resumen en la siguiente tabla

Almacenamiento en un único tanque		Almacenamiento en dos tanques	Almacenamiento en un sistema multitank
Almacenamiento en un tanque con efecto termoclino	Almacenamiento dual en un tanque		
<p>-Valido para fluidos con baja conductividad térmica: agua, aceite, sales fundidas a bajas temperaturas</p> <p>Se emplea el mismo fluido en el campo solar que en el sistema de almacenamiento, no existiendo por tanto intercambio de calor.</p> <p>-Es sistema de un tanque es un 25% más barato que el de dos.</p>	<p>-Existen pérdidas al producirse intercambio de calor entre el fluido del campo y el material utilizado de relleno</p> <p>-Es sistema de un tanque es un 25% más barato que el de dos.</p>	<p>-Este sistema de almacenamiento es imprescindible cuando se usa un fluido de conductividad térmica relativamente alta para almacenar como por ejemplo las sales fundidas</p> <p>-Mayores costes de inversión se requieren al implantar este sistema.</p>	<p>Menor tamaño de los tanques y Se aprovecha mejor el volumen.</p> <p>Es el sistema más caro, incluso que el de dos tanques sobre todo porque necesita de una mayor cantidad de equipos para su control.</p>

Tabla 5.10: Fortalezas y debilidades de los sistemas de almacenamiento de un tanque, dos tanques y del multitank

5.4.3.4. Conclusión.

Por todo lo expuesto, la opción que se va a elegir para implantar en la central termosolar objeto de este proyecto es la del almacenamiento indirecto en dos tanques de sales fundidas. Es la solución más viable para aplicar a las plantas termosolares actuales de colectores cilindro parabólicos.

Para refrendar este dato, todas las centrales termosolares de colectores cilindro parabólicos que cuentan con un sistema de almacenamiento, que se han desarrollado en España y que se desarrollaran hasta el 2013 (datos del registro de preasignaciones), utilizan este tipo de sistemas. Como ejemplo las dos plantas Andasol o las plantas Manchasol 1 y 2, Arcosol.

El proceso consiste en hacer pasar las sales frías por un intercambiador térmico con el aceite que ha sido previamente calentado en los colectores del campo solar, este transfiere su energía térmica a las sales, y éstas se almacenan después en el tanque caliente para uso futuro. Para extraer el calor se invierte el proceso por el intercambiador, con el fin de transferir el calor de nuevo al aceite y producir vapor en el generador para el bloque de potencia.

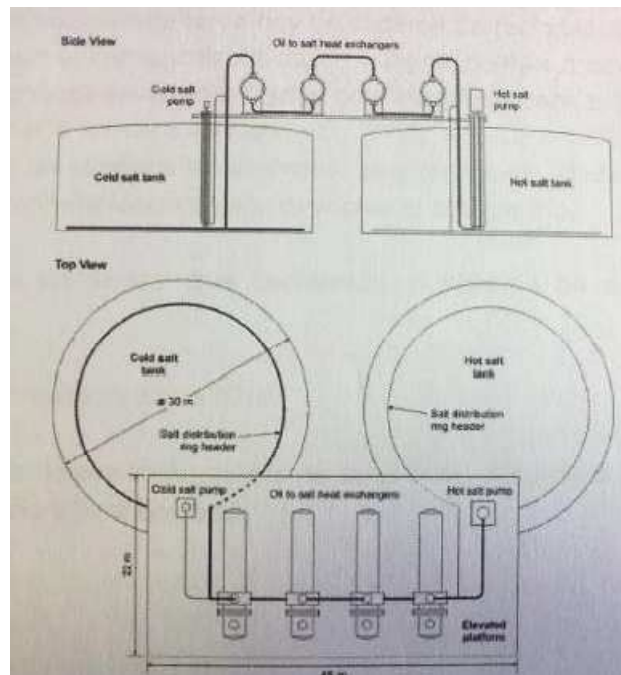


Ilustración 5.24: Esquema del sistema de almacenamiento.

Cabe destacar que el coste del intercambiador de calor es el que condiciona el coste del sistema.

Este sistema de almacenamiento consta de dos tanques, el que se denomina frío con una temperatura mínima de 292 °C para evitar la solidificación de las sales y el tanque que se denomina caliente a 386 °C, el cual será calentado con el aceite caliente proveniente del campo solar.

Los elementos que conforman el sistema de almacenamiento, son los siguientes:

Intercambiador de calor aceite – sales. El tren de intercambio (conjunto de intercambiadores) está dispuesto en serie, en sentido desde el tanque frío al caliente. En el proceso de calentamiento de las sales, el aceite circula por los tubos, mientras que las sales circulan por la carcasa. Es fundamental que las tuberías lleven el traceado eléctrico para evitar la congelación de las sales, manteniendo una temperatura que se monitoriza por encima de un valor de consigna, para lo cual dispone de un sistema eléctrico de calentamiento. Asimismo incorporan un aislamiento de 200mm de silicato de calcio recubierto de aluminio.

Los intercambiadores están compuestos de 9 termopares tipo K, tanto para tubería de sales como para tuberías de aceite. Estos termopares irán ubicados en tubo de acero semiduro, protegiendo el ensamblaje principal con convertidor digital.

Tanques de almacenamiento de sales fundidas. Almacenamiento de sales frías. El tamaño será calculado posteriormente. Aislamiento de 300 mm de silicatos de calcio y lana de roca.

- Calentadores eléctricos en forma de traceado, que se encuentra sumergido en el tanque. Almacenamiento de sales calientes. El tamaño será calculado también en el mismo anexo.
- Aislamiento de 300 mm de silicatos de calcio y lana de roca.
- Calentadores eléctricos en forma de traceado, que se encuentra sumergido en el tanque.

Manejo de las sales fundidas. El manejo de las sales fundidas se lleva a cabo con dos bombas, la primera de ellas hace circular las sales frías hacia el intercambiador de calor aceite-sales donde recoge la energía térmica almacenada por el fluido de trabajo, el aceite Therminol VP-1.

La segunda de las bombas es la encargada de hacer circular las sales calientes hacia el intercambiador de calor aceite-sales y así calentar el fluido de trabajo cuando la planta se encuentre en periodos de no-insolación, de esta manera la planta tiene capacidad de almacenamiento térmico y por tanto capacidad para generar electricidad en momentos en los que el aceite no es calentado por el campo solar.

Sistema de drenajes. Es necesario en el sistema de almacenamiento el denominado sistema de drenajes, en el que un recipiente, recoja el vaciado de las tuberías y los intercambiadores. Está situado a 2 metros por debajo del nivel del suelo y su función es recoger los drenajes de las tuberías y de los intercambiadores. Este elemento también debe constar de un trazado para evitar que se solidifiquen las sales.

Este sistema debe constar de una bomba de drenaje para devolver las sales al tanque de sales frías.

Asimismo debe poseer un sistema de detección de fugas y condensados de HTF. Lo detecta, separa el HTF del circuito de sales e identifica el punto exacto de la fuga.

5.4.4. Sistema de conversión de potencia.

El ciclo de potencia que se va a acoplar va a ser un ciclo Rankine. La configuración general del ciclo va a depender de su tamaño, es decir, de la potencia eléctrica que produzca.

La potencia térmica que se va a estudiar desde un punto de vista teórico, es de 50 MWe netos. Dado que el fluido de trabajo empleado es aceite, éste material no permite superar los 400 °C, por lo que, hay que mantener cierto margen de seguridad y la temperatura se limita a 390°C. Si además de esto se tiene en cuenta el intercambio de calor aceite-agua que se realiza en el generar de vapor, la temperatura de entrada a la turbina será de unos 385 °C.

Para la planta de 50 MWe netos considerada, el ciclo de Rankine elegido tiene 4 extracciones de turbina de baja presión, las cuales son necesarias, porque no sólo cuenta el rendimiento de la turbina, sino que también es importante el grado de precalentamiento que se consigue en el circuito de agua de condensado y agua realimentación. Cuanto más precalentada está el agua, menor será el calor que hay que suministrar en el generador de vapor.

Antes de iniciar el estudio del ciclo de potencia es conveniente describir los elementos que forman los bloques de potencia.

La función principal del ciclo agua-vapor es transportar vapor desde el generador de vapor, hasta la turbina de vapor, y una vez expandido en la turbina retornar de nuevo hasta el generador de vapor el agua condensada en el condensador.

Los datos básicos del bloque de potencia considerados en este proyecto son los siguientes:

- Número de generadores empleados son dos. Estos generadores son intercambiadores tubulares.
- Existen dos niveles de presión. En el cuerpo de alta presión, la presión de entrada es de 107 bares y en el caso del cuerpo de baja presión, esta presión es de 42 bares. En ambos casos y gracias al recalentamiento intermedio, la temperatura de entrada a la turbina es de 385 °C.

- La presión de vacío del condensador es del orden de 0,35 bar.

A continuación se enumera alguno de los elementos del bloque de potencia.

5.4.4.1. Generador de vapor.

La función del generador de vapor es producir vapor sobrecalentado a las condiciones requeridas de entrada en la turbina, a partir de la energía térmica del aceite recogida en el campo solar o en los intercambiadores de sales cuando se descarga el almacenamiento.

Este es un elemento crítico por el gran número de tubos y soldadura que tiene en su interior cuya calidad habrá que cuidar extremadamente para que no haya ninguna contaminación del agua con el aceite, lo que podría producir daños de gran alcance en la turbina.

El generador de vapor asociado al sistema solar anteriormente descrito consta de tres cuerpos que van elevando la temperatura del agua de alimentación.

El aceite térmico a 390°C es conducido al generador de vapor para vaporizar el agua de alimentación y posteriormente sobrecalentar el vapor producido.

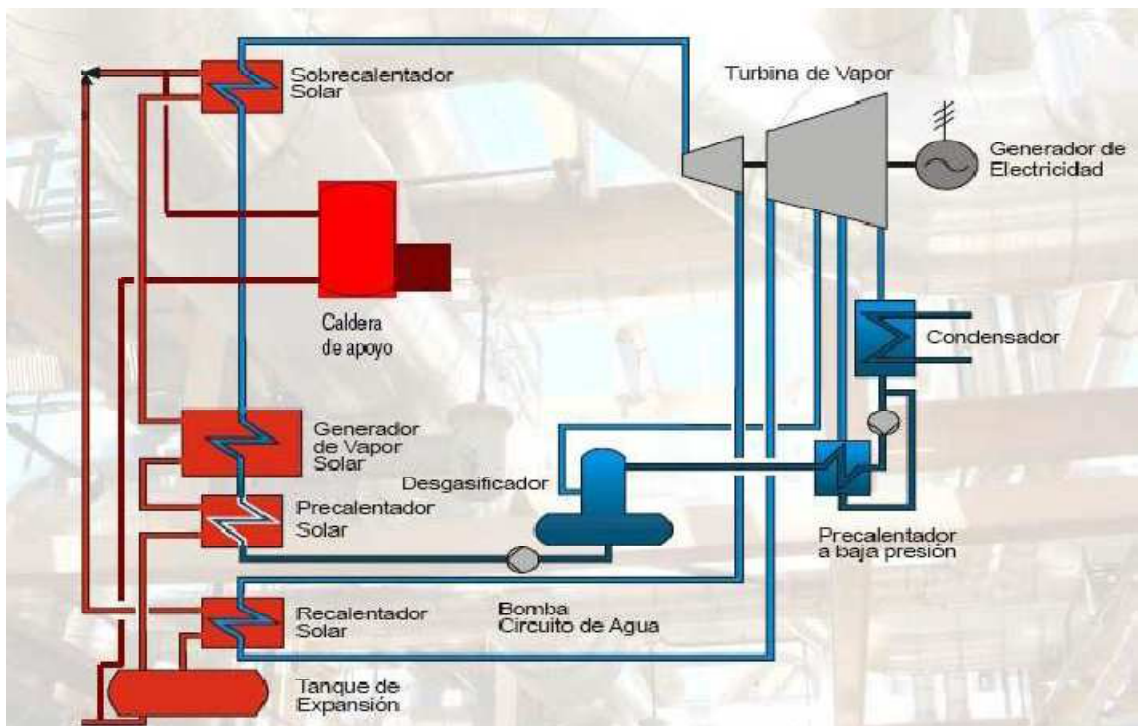


Ilustración 5.25: Ciclo de vapor.

El flujo del aceite desde la salida del campo solar a una temperatura de unos 390°C hasta volver a entrar en el campo solar, con una temperatura de unos 295°C, pasará por una serie de elementos de intercambio térmico. Dos derivaciones de este colector conducirán el aceite hacia el sobrecalentador y recalentador.

El paralelo con el conjunto economizador-vaporizador-sobrecalentador, se dispondrá el recalentador, hacia el que se derivará una parte del flujo principal de aceite, dependiendo de las condiciones de carga. La salida del recalentador se unirá con la del economizador, derivándose ambas hacia el tanque de expansión del aceite.



El movimiento del agua a través de los evaporadores se llevará a cabo mediante recirculación natural, por diferencia de densidades entre agua y vapor.

Con el fin de maximizar el rendimiento del ciclo termodinámico, el diseño de la planta busca alcanzar la misma temperatura en el vapor vivo (sobrecalentado) y en el vapor recalentado.

Los tres cuerpos de los que consta el generador de vapor son los siguientes:

5.4.4.1.1 Precalentador o Economizador.

Intercambiador de calor donde el agua se precalienta hasta la temperatura próxima a la evaporación.

Este precalentamiento del agua de alimentación satura el agua, aumenta el rendimiento térmico de la instalación y elimina las contracciones térmicas que provocaría la entrada de agua insuficientemente precalentada en el vaporizador

5.4.4.1.2 Evaporador.

Intercambiador de calor donde el agua se evapora y el calor producido pasa al cuerpo siguiente.

El evaporador está constituido por tubos de agua que intercambian calor con los tubos de aceite térmico procedentes del campo solar. Estos tubos se encuentran conectados a dos cabezales verticales.

- El cabezal inferior suministra el agua saturada a los tubos.
- En los tubos el agua se evapora y por convección natural debido a la disminución de la densidad con la temperatura, asciende.
- En el cabezal superior, la mezcla de líquido-vapor formada se recoge y es enviada al calderín.
- En el calderín se recibe el agua de alimentación y se envía el vapor al sobrecalentador. El calderín generalmente se encuentra en la parte superior del generador de vapor, y constituye el recinto de mezcla en el que se encuentran en equilibrio la fase líquida y la fase de vapor, por lo que la temperatura es la de saturación para la presión de operación.

El calderín constituye una reserva de agua que puede paliar en una cierta medida toda variación brusca de producción de vapor.

5.4.4.1.3 Sobrecalentador.

Intercambiador de calor donde el vapor se calienta hasta la temperatura demandada por el ciclo de potencia al que va asociado, que será siempre superior a la de saturación.

El objetivo de los sobrecalentadores y recalentadores, es el de aumentar el rendimiento del ciclo, todos estos equipos no requieren un diseño especial, tratándose en realidad de intercambiadores de calor con el único requisito de utilizar materiales aptos para evitar la corrosión causada por el aceite térmico a alta temperatura.

5.4.4.2. Bombas de Agua de Alimentación.

El agua de alimentación se aspira del desgasificador y se impulsa hacia el evaporador a través del precalentador de alta presión. Serán dos unidades del 100% de capacidad, lo que servirá para tener redundancia en el sistema en caso de fallo.

La función principal del sistema de agua de alimentación es el aporte de agua, previamente precalentada, al sistema de generación de vapor para la producción de vapor de alta presión.

La presión a la entrada de las bombas de agua de alimentación deberá ser suficiente para asegurar que no se producen fenómenos de cavitación.

5.4.4.3. Turbina de vapor.

La turbina de vapor juega un papel fundamental dentro de las plantas termosolares. Por las características específicas de este tipo de plantas, las cuales no funcionan las 24 horas del día, se requiere de turbinas de vapor con las que se puedan alcanzar altos rendimientos y por lo tanto que ayuden a generar el beneficio económico que en todo proyecto empresarial de este tipo se busca.

La turbina de vapor de una planta termosolar, es muy similar a las turbinas empleadas en cualquier planta industrial y se adaptan a las aplicaciones termosolares.

Acercas de la turbina a nivel genérico se puede decir que es un equipo sencillo, y como máquina industrial, es una máquina madura, bien conocida y muy experimentada. Cabe destacar que más del 70 % de la energía eléctrica generada en el mundo se produce diariamente con turbina de vapor.

Existen varias marcas que fabrican turbinas para aplicaciones termoeléctricas. Como ejemplo citar las de la empresa *Mitsubishi Heavy Industries* (MHI). Las turbinas que se utilizaron en las primeras plantas SEGS de California eran de la marca MHI, luego esta empresa tiene también una gran experiencia en este campo. El problema es que dentro de la gama de productos que ofrece para este sector, no hay turbinas de potencia tan baja como la que se necesita en este proyecto, 50 MW.

Otra marca líder en el mercado mundial para la fabricación de este tipo de turbinas es Siemens. Proyectos tan emblemáticos en España como los de Andasol, Ibersol, Extrasol Helios, Manchasol, etc, abalan sus resultados.

Por tanto, la turbina empleada será del fabricante Siemens, quien actualmente oferta turbinas capaces de trabajar con un 10 % de carga. La SST-700 es una turbina de dos carcassas consistente en dos módulos: un módulo de AP (alta presión) con reductor y otro de BP (baja presión). Se utiliza para aplicaciones de generación de energía, especialmente en ciclo combinado o centrales termo-solares. Cada módulo se puede usar independientemente o combinado en una configuración ideal

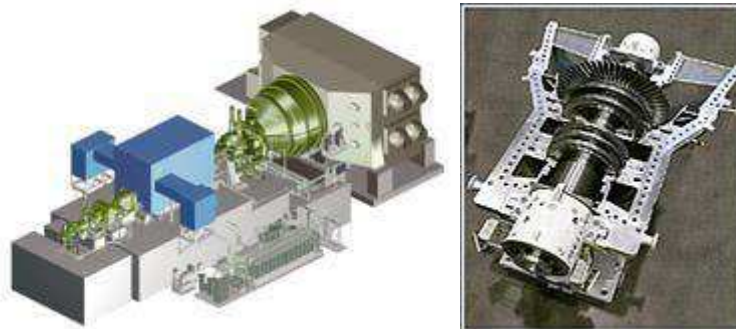


Ilustración 5.26 : Turbina Siemens SST-700.

Datos técnicos.

- Potencia entregada de hasta 175 MW
- Presión de entrada (con recalentamiento) de hasta 165 bar
- Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585°C
- Temperatura de recalentamiento de hasta 415°C
- Velocidad de giro de 3000 – 13200 rpm
- Extracción controlada de hasta 40 bar y hasta 415°C
- Hasta 7 tomas; hasta 120 bar
- Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 40 bar o condensación de hasta 0,6bar.
- Presión del vapor de escape (recalentado) de hasta 3 bar.
- Área de escape 1.7 – 11 m²

Dimensiones típicas.

Longitud 22 m* x Ancho 15 m*

Altura 6 m* (*incluyendo condensador)

Características.

- Contrapresión / Condensación.
- Módulos de turbina prefabricados.
- Posible disposición paralela.
- AP como unidad de contrapresión, BP como cola de condensación.
- Trayecto de vapor a medida del cliente.
- Extracción simple en tubo de comunicación.
- Escape radial / axial.
- Aplicaciones de recalentamiento.

El funcionamiento es el siguiente:

Se introduce vapor a una temperatura de 385 °C y a una presión de 107 bares. Este vapor hace girar unos álabes unidos a un eje rotor. A la salida de la turbina, el vapor que se introdujo tiene una presión y una temperatura inferior. Parte de la energía perdida por el vapor se emplea en mover el rotor. Esta máquina necesita también de unos equipos sencillos como son: un sistema de lubricación, de refrigeración, unos cojinetes de fricción y un sistema de regulación y control.



La turbina es un equipo tan conocido y probado, que su robustez adquirida con el paso del tiempo le confiere una vida útil larga y exenta de problemas siempre y cuando se respeten las normas de mantenimiento.

Ante la amplia oferta de turbinas que existen en el mercado, la empleada en la planta que se diseña en este proyecto responde a las siguientes características:

- Turbina multietapa: debido a que la demanda de potencia es muy elevada e interese saque el rendimiento sea muy alto.
- Condensación: el vapor de escape es condensado con agua de refrigeración.
- Estas turbinas son de gran rendimiento y se emplean en máquinas de gran potencia.
- Reacción: acorde a la forma en que se realiza la transformación de energía térmica en energía mecánica, el tipo de turbina empleada es de reacción en las que además de la velocidad del vapor, se aprovecha la pérdida de presión.
- Axial: en función de la dirección del flujo en el rodete, la turbina ha de ser axial, siendo estas las más comunes en las que el paso de vapor se realiza en la misma dirección que el eje de la turbina.

Los elementos que conforman la turbina son los siguientes:

- Rotor, es la parte móvil de la turbina.
- Estator, parte fija que cubre el rotor y sirve de armazón y sustentación de la turbina.
- Álabes, son los elementos de la turbina donde tiene lugar la expansión del vapor.

Son de dos tipos. Fijos y móviles.

- Los álabes fijos van acoplados al estator y sirven para dar la dirección correcta al vapor y que éste empuje los álabes móviles que van ensamblados en el rotor.
- Diafragmas, son los discos que van dispuestos en el interior de la carcasa perpendicularmente al eje y que llevan en su periferia los álabes fijos.
- Cojinetes, soportan los esfuerzos y el peso del eje de la turbina.
- Sistemas de estanqueidad, son los sistemas de cierre situados a ambos extremos del eje de la turbina que evitan que escape el vapor de la turbina.

En la turbina se realizan diferentes extracciones de vapor para ser utilizado principalmente en el condensador y el desgasificador para eliminar los gases incondensables y precalentar el agua, los cuales ampliaremos seguidamente.

La turbina a su vez está compuesta por los siguientes sistemas, de los cuales haremos una breve descripción.

- Sistema de Extracción.
- Sistema de la Turbina Alta Presión AP.
- Sistema de la Turbina Baja Presión BP.
- Sistema de Engranaje.
- Sistema de Drenaje.

- Sistema del Vapor de Escape.
- Sistema del Bypass.
- Sistema del Aceite lubricante
- Sistema del Vapor de sellos.
- Sistema del Aceite Hidráulico.
- Sistema de Ventilación.

5.4.4.3.1 Sistema de Extracción.

El objetivo de éste sistema es el siguiente:

- Suministrar vapor al sistema de vapor de la Central.
- Proteger el rotor de la turbina de sobrevelocidad.

Antes del arranque de la turbina deben drenarse todas las líneas de extracción.

5.4.4.3.2 Sistema de la Turbina AP.

EL objetivo del sistema de turbina de vapor de AP es convertir la energía calorífica del vapor proveniente del calentador en energía cinética y llevarla al Generador a través de un engranaje reductor.

5.4.4.3.3 Sistema de la Turbina BP.

El propósito del sistema de turbina de vapor, módulo BP es convertir la energía calorífica del vapor proveniente del calentador, en energía cinética y manejar al generador.

5.4.4.3.4 Sistema de Engranaje.

El propósito del sistema es el de reducir la velocidad del módulo AP a una velocidad compatible con el generador eléctrico. Lo cual implica:

- Permitir al generador y a la turbina tener diferentes, pero optimizadas, velocidades en los ejes.
- Transmisión de potencia de la turbina al generador.

5.4.4.3.5 Sistema de Drenaje.

El propósito del sistema de drenaje es el de juntar el drenaje de los sistemas siguientes y transportarlo al recipiente de drenaje. Este recipiente puede ser condensador, caja de flasheo del condensador, tanque de drenaje interno o tanque de drenaje externo. Los sistemas drenados son:

- El sistema de turbina de vapor.
- El sistema de vapor.

- El sistema de vapor de escape.
- El sistema de vapor de sello.

El sistema de drenaje transporta agua desde lugares donde el vapor tiende a condensarse o el agua tiende a acumularse durante el inicio, operación o paro. El sistema así previene la acumulación de agua, la cual causa golpeteo de agua, erosión o flujo de vapor imprevisto por evaporación en un decremento de la presión.

5.4.4.3.6 Sistema del Vapor de Escape.

La función del sistema de vapor de escape es prevenir fugas de vapor a la atmósfera de los collarines del eje de la turbina.

5.4.4.3.7 Sistema del Bypass.

El propósito de las válvulas de bypass de las turbinas es el de reducir la presión y temperatura del vapor del generador de vapor y dirigirlo al condensador durante el arranque y en caso de disparo de la turbina.

5.4.4.3.8 Sistema del Aceite Lubricante.

El propósito del sistema de aceite de lubricación es:

- Suministrar a los cojinetes de la turbina y el generador suficiente flujo de aceite a una correcta presión y temperatura, para lubricación y enfriamiento.
- Mantener una cierta subpresión en las cajas de los cojinetes para prevenir fuga de aceite o de nube de aceite del sistema.
- Proveer a los cojinetes radiales con aceite.
- Proveer el reductor con suficiente flujo de aceite.

El medio de lubricación es un aceite de base mineral.

El sistema comprende una unidad proveedora y una tubería de aceite. La tubería conecta la unidad de suministro a los consumidores individuales.

5.4.4.3.9 Sistema de Vapor de Sellos.

El propósito del sistema de vapor de sellos es:

- Suministrar vapor de sellado a una correcta presión y temperatura a los sellos del eje de la turbina, para prevenir entrada de aire.
- Proveer agua de rocío a la turbina BP para enfriamiento del vapor de salida.

5.4.4.3.10 Sistema de Aceite Hidráulico.

El propósito del sistema hidráulico es el de suministrar aceite a alta presión a los servo motores y operar las válvulas de paro de emergencia y válvulas reguladoras.

Las válvulas de bypass AP y BP son gobernadas por aceite de control. Hay una unidad hidráulica para cada una de las válvulas.

La disposición de las válvulas solenoides de disparo, la cual constituye la parte mecánica del sistema de seguridad de la turbina, se incluye en el sistema hidráulico.

El medio hidráulico es aceite para turbinas de base mineral.

5.4.4.3.11 Sistema de Ventilación.

El propósito del sistema de ventilación es el de circular aire frío a través de la cubierta durante operación normal y mantener la temperatura por encima de cierto límite. El aire que se introduce en la cubierta está filtrado.

Además, el propósito es de calentar el aire en la cubierta si la temperatura cae demasiado durante paradas.

Hay dos cubiertas, una para la turbina y el generador y una para las unidades del aceite lubricante y aceite de control.

Las cubiertas están ventiladas por dos y un ventilador respectivamente los cuales extraen el aire caliente. Todos los accesos y salidas de aire están equipados con silenciadores y filtros.

En caso de baja temperatura hay elementos de calentamiento (dos y uno respectivamente) para mantener la temperatura por encima de un límite inferior.

5.4.4.4. Precalentador.

Los precalentadores son intercambiadores carcasa-tubos, en forma de U. Su función es precalentar el agua del desgasificador. Este precalentamiento se realiza con vapor extraído de la turbina.

5.4.4.5. Desgasificador.

Su misión es eliminar los gases que no ha sido posible eliminar en el condensador. Los gases que se deben eliminar son oxígeno y dióxido de carbono.

5.4.4.6. Condensador.

El condensador está situado a la salida de la turbina de vapor. Su función es la de condensar el vapor, así como la de eliminar gases incondensables y nocivos, como puede ser el oxígeno. La turbina va unida al condensador a través de una junta de expansión, además el condensador está protegido contra las sobre presiones con sus correspondientes válvulas.

El condensador empleado será axial, dada su menor altura de cimentación y mayor eficiencia respecto a los condensadores radiales.

Los gases condensables son el 99% del total, para su condensación se emplea agua fría que se hace pasar por un haz tubular del condensador, a una temperatura menor que la temperatura de saturación. Para la eliminación de los gases incondensables (1%) se emplean bombas de vacío eléctrico.

5.4.4.6.1 Sistema de Evacuación.

El propósito del sistema de evacuación es el de sacar y mantener el vacío necesario en el condensador.

El sistema de eliminación del aire consiste en dos unidades idénticas de 100% de capacidad. Cada una contiene bomba de vacío, enfriador y un tanque de separación de agua.

5.4.4.6.2 Sistema de Limpieza de tubos.

El propósito del sistema de limpieza de los tubos del condensador es mantener limpios los tubos para obtener un enfriamiento eficiente del proceso.

Se mantienen los tubos del condensador libre de depósitos en el lado de agua de circulación por bolas blandas, que pasan por los tubos en un circuito cerrado.

Después del paso por el condensador, las bolas se colectan en un colador y están transmitidas a un colector por medio de una bomba de circulación. Después del colector se hacen regresar las bolas a la entrada del agua de circulación.

Se puede operar el sistema discontinuamente y solo cuando hay agua de circulación en el condensador.

5.4.4.7. Alternador y evacuación a la red.

El propósito del sistema del generador es convertir la energía mecánica de la turbina de vapor en energía eléctrica.

Los datos eléctricos del generador se adaptan a los datos de tensión y frecuencia del sistema de energía receptor.

El eje de salida de turbina se conecta solidariamente con un alternador para generar electricidad a 11kV que mediante un transformador de 65 MVA se elevará hasta el voltaje de la línea de transmisión o de distribución eléctrica. En este caso suponemos que se conecta con una red de distribución a 220 kV.

El generador es una máquina sincrónica de dos polos, trifásica, accionada directamente desde un extremo por el módulo BP y (vía el reductor) desde el otro extremo por el módulo AP. La turbina está conectada directamente al generador.

El generador se suministra por Siemens Power Generation (Erfurt).

5.4.4.8. Sistema de control.

La central está controlada mediante un sistema de control distribuido, dotado de controladores y tarjetas que gobiernan el campo solar, el intercambio de sales frías y sales calientes, todo el

sistema de aceite térmico con los distintos modos de funcionamiento, así como el BOP (Balance of Plant) que es el conjunto de subsistemas y componentes distintos del campo solar, y las comunicaciones con las diferentes elementos auxiliares.

A través del sistema de control los operadores de la planta reciben la información proporcionada por los sensores y envían órdenes y comandos a los mismos.

En cuanto al campo solar, el sistema de control refleja las señales recibidas por todos los colectores cilindro parabólicos, facilitando al operador la toma de decisiones desde la sala de control.

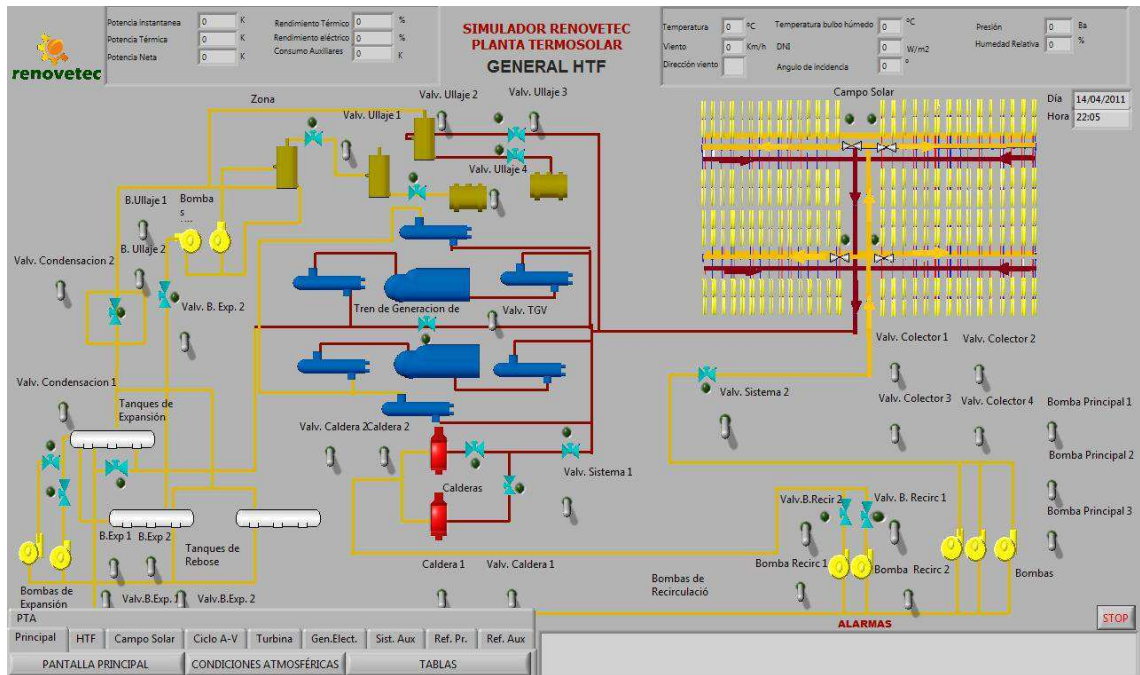


Ilustración 5.27: Scada recogida de datos para operación de la planta. Renovetec.

5.4.4.9. Sistema eléctrico.

Además del transformador para evacuar la corriente generada a la red, la planta deberá producir la energía para todos sus consumos propios cuya conexión principal se encuentra también en el transformador principal de evacuación. En la figura puede verse un diagrama unifilar simplificado en donde pueden verse las distintas zonas de consumo así como los distintos transformadores para adecuar la tensión a las necesidades de los equipos y el nivel de voltaje al que se encuentran conectados estos.

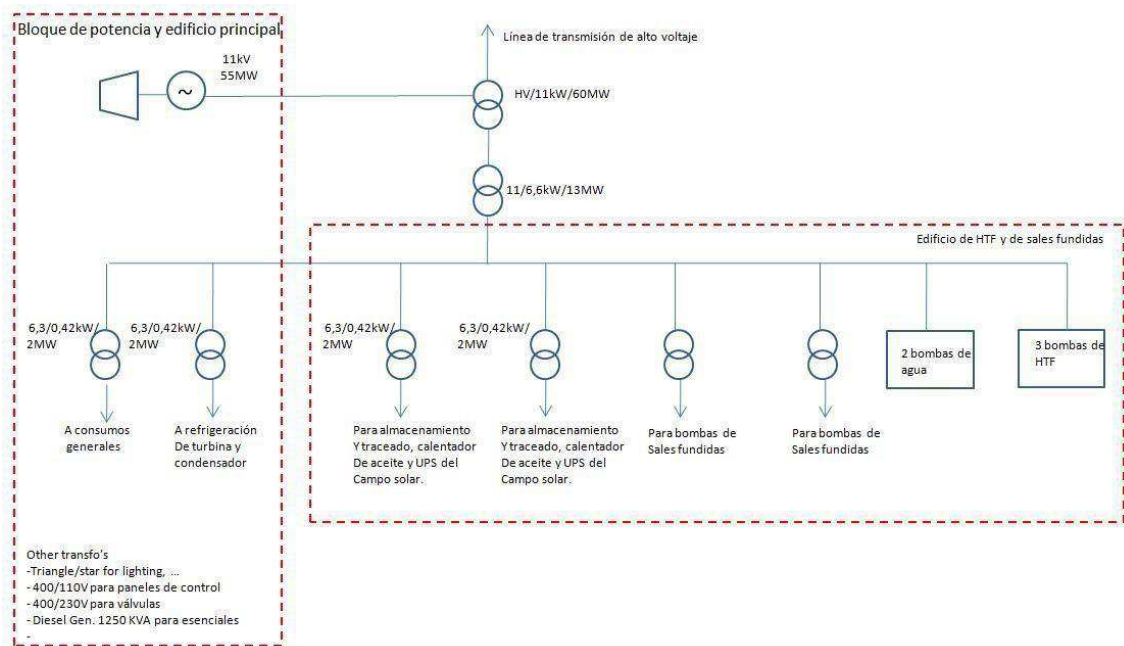


Ilustración 5.28: Ejemplo diagrama unifilar planta eléctrica

5.4.4.10. Sistemas de aguas.

Los consumos de agua de la planta se pueden agrupar en cuatro categorías:

- Aporte a las torres de refrigeración.
- Agua desmineralizada de aporte al ciclo de vapor.
- Agua desmineralizada para la limpieza de espejos.
- Servicios varios.

Habitualmente el mayor consumo de agua que se producirá en la central será con diferencia el del aporte a las torres de refrigeración.

5.4.4.10.1 Sistema de agua de circulación.

El agua de circulación ha de cumplir dos requisitos: evacuar el calor al ambiente de manera eficaz, y cumplir con la reglamentación referente a las limitaciones de contaminación térmica.

La eficacia del sistema de refrigeración determina la presión de operación del condensador, y por lo tanto el rendimiento de la instalación.

La configuración elegida para el circuito de agua de circulación es un circuito mixto que combina la refrigeración en el cercano río Guadalquivir con el uso de una torre de ventiladores de tiro forzado.

La refrigeración del condensador se hace por medio de la torre de refrigeración de tiro forzado, de manera que la temperatura del agua de refrigeración esté controlada mediante la regulación de la ventilación de la torre.

Las bombas de circulación aspirarán agua del río y tras un tratamiento de osmosis inversa eliminará la salinidad que pudiera existir, impulsan este agua a través de los tubos del condensador y del resto de circuitos de refrigeración auxiliar de la instalación.

5.4.4.10.2 Sistema de agua de alimentación.

Para compensar la producción de vapor y mantener el nivel en el calderín, hace falta alimentar con agua el generador de vapor.

El agua resultante de la condensación del vapor, después de su expansión en la turbina, se tomará por la bomba de condensado. Posteriormente se enviará el condensado al tanque de alimentación a través del precalentador de baja presión y de un desgasificador cuyo objeto es eliminar el oxígeno disuelto en el agua. Este desgasificador actúa además como tanque de agua de alimentación.

A la salida del desgasificador se añade nueva agua al circuito la cual ha de ser filtrada para eliminar el exceso de salinidad que pueda tener, para ello se le hace circular por la planta de tratamiento de agua.

La planta de tratamiento de agua desde la captación de la misma en el río Guadalquivir envía esta agua a una balsa donde decantará y filtrará esta agua a través de filtros de sílex para eliminar cualquier contenido de materiales en suspensión que puedan existir.

Posteriormente la PTA envía el agua al sistema de osmosis inversa que filtra el agua, enviando el agua salina a la balsa de desalinización en la que se queda como una salina marina, y el agua filtrada pasará un nuevo tratamiento de desmineralización, de donde irá a complementar el caudal del circuito agua-vapor para que éste pueda seguir funcionando correctamente.

La bomba de alimentación que aspira del tanque de alimentación asegura la reinyección del agua en el generador de vapor a través de los precalentadores de alta presión.

Este agua debe encontrarse a su entrada al generador de vapor en las condiciones requeridas para el buen funcionamiento de la instalación, es decir es agua de cualidades físicas y químicas adecuadas; a una temperatura relativamente elevada, cercana a 250°C; y a presión superior a la existente en el calderín, lo que está asegurado gracias a la bomba de alimentación.

El agua desmineralizada para el lavado de espejos también se obtendrá de un depósito de agua existente en la planta de tratamiento de agua.

5.4.4.10.3 Sistema de tratamiento de efluentes.

Los efluentes que se producen en la planta son efluentes de proceso, aguas residuales fecales, efluentes que puedan contener grasa o aceites y las purgas de la torre de refrigeración. Los efluentes como los desechos de las etapas de osmosis y electrodesionización se tratarán en la planta de tratamiento de aguas, dejándose evaporar posteriormente en la balsa de desalinización, y recogiendo posteriormente los desechos sólidos por una empresa gestora de residuos.

Las aguas fecales canalizadas en una red aparte, se conducirán en una estación depuradora donde serán tratadas.

Las aguas contaminadas por aceites lubricantes o grasas se llevarán a un separador de grasas desde donde una vez separados serán recogidos para su tratamiento.

5.4.4.10.4 Redes de saneamiento.

En este diseño se estima que son necesarias cuatro redes de saneamiento separadas y totalmente independientes. Todas ellas están formadas por tubos de PVC.

La primera de las redes recoge las aguas residuales procedentes de la torre de refrigeración y del ciclo de vapor.

Otra red se encarga de las aguas de servicio que recoge las aguas residuales con efluentes aceitosos procedentes del drenaje y limpieza de edificios, zona de turbinas, componentes, etc... y son conducidas al separador de aceite y grasas.

Similar a esta última red se estima necesario otra red de aguas de servicio en la zona de talleres anexa a la planta.

La última de las redes está destinada a las aguas residuales sanitarias las cuales son conducidas hasta los sistemas de tratamiento biológico.

5.4.4.10.5 Sistema contraincendios.

La planta deberá estar dotada de un sistema contraincendios para solventar cualquier incendio inesperado que acontezca en ella. Las medidas de seguridad a adoptar son máximas ya que el aceite térmico es inflamable y dado el grado de protagonismo de este elemento en el diseño de la planta, es necesario elaborar sistemas contraincendios.

5.4.4.10.6 Limpieza de espejos.

La suciedad acumulada en los espejos y en el receptor provoca una considerable pérdida de la eficiencia energética del proceso. Es necesario tener en cuenta el suministro de agua necesario para la limpieza periódica de estos elementos y así mantener las condiciones óptimas de funcionamiento.

Para esta tarea se utilizan uso equipos especiales con agua a presión en spray que se remolcan con vehículos a través del campo solar.

5.4.4.11. Meteorología.

La planta debe constar de una serie de instrumentos necesarios para saber el presente y futuro cercano de las condiciones meteorológicas de la planta. Estos instrumentos son los siguientes:

- Piroheliómetro, mide la radiación solar directa.
- Anemómetros, miden la velocidad y la dirección del viento.
- Equipo de medida de la humedad relativa.
- Información satélite de predicción de la evolución de las condiciones meteorológicas, un parte meteorológico completo para poder prever cuales serán las condiciones de funcionamiento de la planta en un futuro cercano.

La planta dispondrá de un software de predicción para poder efectuar las estrategias óptimas de operación.



5.4.4.12. Sistema de dosificación química.

Este sistema está compuesto por una serie de subsistemas:

Dosificación de amoníaco y carbohidracida en las descargas de la bomba de condensado, para mantener el PH y el contenido de oxígeno en el condensado dentro de los límites de diseño.
Dosificación de amoníaco y carbohidracida en el agua de alimentación, para mantener los niveles establecidos por los fabricantes de caldera y turbina.

Dosificación de inhibidor de corrosión para disminuir las características corrosivas del agua demineralizada del circuito de refrigeración.

6. CAPITULO VI: DIMENSIONAMIENTO Y CONFIGURACIÓN DEL CAMPO SOLAR Y SUS COMPONENTES

6.1. Dimensionamiento y configuración del campo solar y sus componentes.

A la hora de dimensionar el campo de colectores se debe tener en cuenta además de la potencia térmica que necesita el proceso productivo:

- La radiación solar directa.
- Temperatura de aceite de entrada y salida en el campo de colectores.
- Ángulo de incidencia.
- Temperatura ambiente.

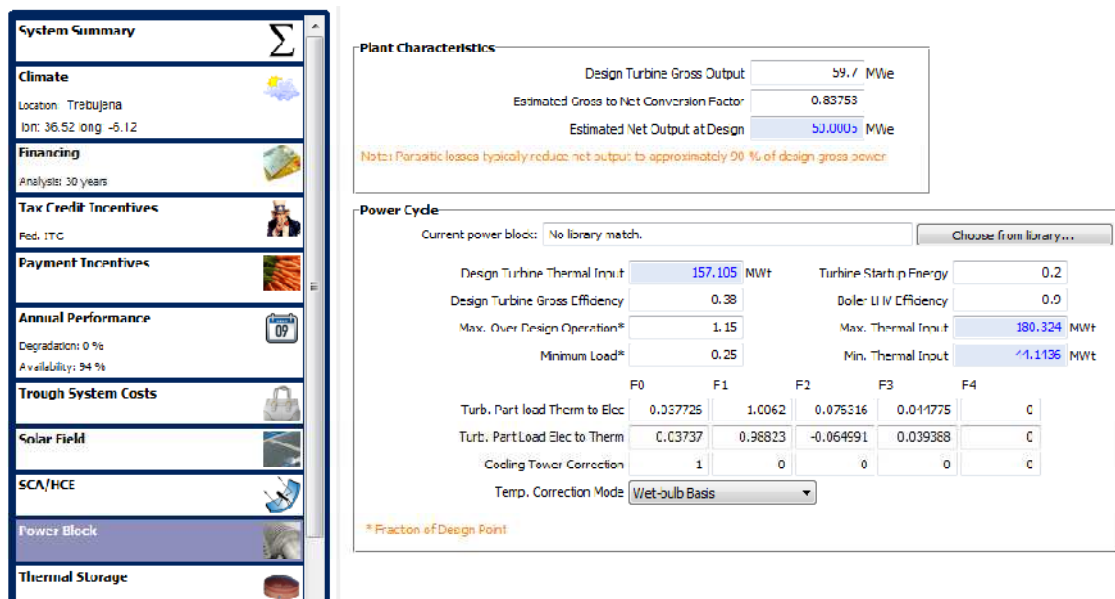
La potencia térmica se calcula a partir de los 59,7 MWe que son los requeridos para generar los 50 MWe netos de potencia de salida, estos 9,7MWe de más se deben al consumo propio de la planta que en apartados posteriores se muestran en detalle.

Como el rendimiento de la conversión termodinámica es del 38 %, se debe realizar el correspondiente sobredimensionamiento para que el campo solar pueda aportar además la energía térmica correspondiente a un sistema de almacenamiento de 5h, en las que pueda generar energía eléctrica a partir de la puesta de sol.

$$P_t = 59,7 \text{ MW} / 0,38 = 157,1 \text{ MWt}$$

Debido al almacenamiento de 5h, la planta debe ser capaz de almacenar 785,5MWh (157,1 MWt x 5 h), al mismo tiempo que entrega los 157,1 MWt al generador de vapor.

Para conseguir estas condiciones en el día de diseño se han ensayado distintos múltiplos solares, que es la relación entre la potencia total que entrega el campo en el punto de diseño y la potencia requerida por el ciclo de conversión termodinámica.



System Summary

Climate
Location: Trabujena
Lat: 36.52 long: -5.12

Financing
Analysis: 30 years

Tax Credit Incentives
Fed. ITC

Payment Incentives

Annual Performance
Degradation: 0 %
Availability: 94 %

Trough System Costs

Solar Field

SCA/HCE

Power Block

Thermal Storage

Plant Characteristics

Design Turbine Gross Output: 59.7 MWe
Estimated Gross to Net Conversion Factor: 0.83753
Estimated Net Output at Design: 50.000 MWe
Note: Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power

Power Cycle

Current power block: No library match. Choose from library...

Design Turbine Thermal Input: 157.105 MWt
Design Turbine Gross Efficiency: 0.38
Max. Over Design Operation*: 1.15
Minimum Load*: 0.25

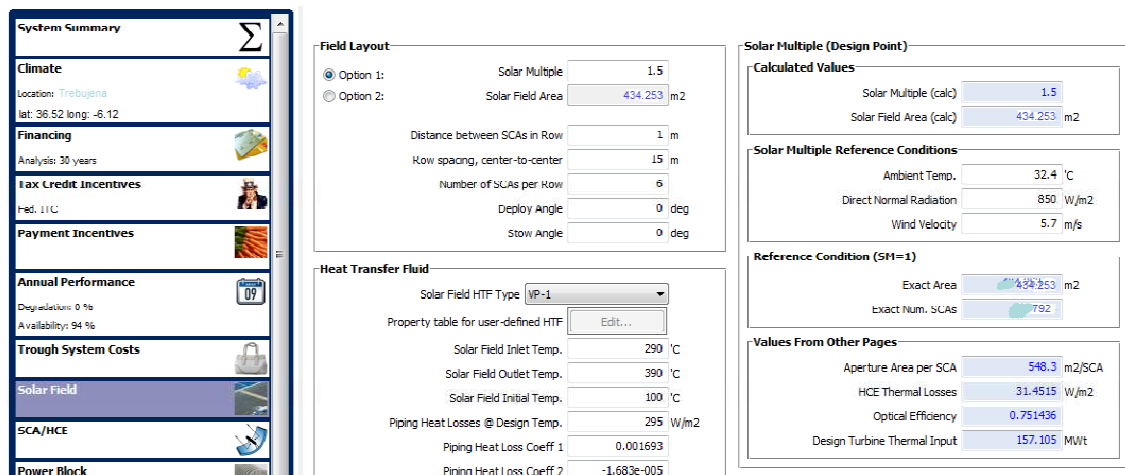
Turbine Start-up Energy: 0.2
Dole: LHV Efficiency: 0.0
Max. Thermal Input: 180.324 MWt
Min. Thermal Input: -1.1136 MWt

	F0	F1	F2	F3	F4
Turb. Part Load Therm to Elec	0.027725	1.0062	0.075316	0.014775	0
Turb. Part Load Elec to Therm	0.03737	0.96823	-0.064991	0.039368	0
Cooling Tower Correction	1	0	0	0	0
Temp. Correction Mode	Wet-bulb Basis				

* Fraction of Design Point

Ilustración 6.1: Cálculo de la potencia térmica SAM.

Tras varias pruebas en el programa SAM (Solar Advisor Model) se ha determinado que el múltiplo solar que cumple las condiciones de capacidad de almacenamiento es de 1,5 que evita la necesidad de desenfoque de parte del campo solar durante un día soleado del mes de junio.



System Summary

Climate
Location: Trabujena
Lat: 36.52 long: -5.12

Financing
Analysis: 30 years

Tax Credit Incentives
Fed. ITC

Payment Incentives

Annual Performance
Degradation: 0 %
Availability: 94 %

Trough System Costs

Solar Field

SCA/HCE

Power Block

Field Layout

Option 1: Solar Multiple: 1.5
Option 2: Solar Field Area: 434.253 m²

Distance between SCAs in Row: 1 m
Row spacing, center-to-center: 15 m
Number of SCAs per Row: 6
Deploy Angle: 0 deg
Stow Angle: 0 deg

Heat Transfer Fluid

Solar Field HTF Type: VP-1

Property table for user-defined HTF

Solar Field Inlet Temp.	290 °C
Solar Field Outlet Temp.	390 °C
Solar Field Initial Temp.	100 °C
Piping Heat Losses @ Design Temp.	295 W/m ²
Piping Heat Loss Coeff 1	0.001693
Piping Heat Loss Coeff 2	-1.683e-005

Solar Multiple (Design Point)

Calculated Values

Solar Multiple (calc): 1.5
Solar Field Area (calc): 434.253 m²

Solar Multiple Reference Conditions

Ambient Temp.: 32.4 °C
Direct Normal Radiation: 850 W/m²
Wind Velocity: 5.7 m/s

Reference Condition (SM=1)

Exact Area: 434.253 m²
Exact Num. SCAs: 792

Values From Other Pages

Aperture Area per SCA: 548.3 m²/SCA
HCE Thermal Losses: 31.4515 W/m²
Optical Efficiency: 0.751436
Design Turbine Thermal Input: 157.105 MWt

Ilustración 6.2: Cálculo del múltiplo solar SAM.

Este programa necesita una serie de datos de entrada como son: la potencia de la turbina, el área total de los colectores, las horas de almacenamiento, el tipo de colector, la ubicación geográfica, el salto de temperatura del fluido caloportador y el tipo de fluido caloportador.

$$157,1 \times 1,5 = 235,65 \text{ MWt}$$

La potencia instalada que debe tener el campo de colectores es de 235,65 MW térmicos, por lo que ahora se debe decidir el punto de diseño de la planta y el resto de las variables comentadas anteriormente.

6.1.1. Punto de diseño.

El punto de diseño seleccionado es el mediodía solar de un día claro del mes de junio.

Este punto de diseño se ha seleccionado así de modo que el campo de colectores funcione al 100% en verano. Por el contrario si se hubiera escogido como punto de diseño un mes más desfavorable desde el punto de vista de la radiación, por ejemplo octubre, el campo resultaría algo sobredimensionado para la operación en verano, por lo que en esta época del año se deberían desenfocar algunos espejos con la consiguiente pérdida de energía, este fenómeno es el denominado *dumping*.

Como el campo solar supone una gran inversión carece de sentido sobredimensionarlo de tal forma que produzca pérdidas, por lo que la opción más razonable desde un punto de vista económico es el diseño para un día claro de junio.

Los datos de radiación en las condiciones consideradas son:

- Hora solar= 12
- Temperatura ambiente= 32,4 °C
- $E_d = 850 \text{ W/m}^2$.
- Velocidad viento 5,7 m/s.

Una vez sabida la radiación solar directa, 850 W/m², se necesita seleccionar una temperatura de entrada y salida en los colectores se ha optado por una temperatura de entrada en los colectores de 290 °C y una de salida de 390 °C.

6.1.2. Ángulo de incidencia.

El sistema de seguimiento busca siempre que el colector esté posicionado de forma que los rayos incidan perpendiculares al área de apertura, pero debido a que el colector rota únicamente sobre un eje, esto sólo ocurre en momentos muy concretos del día.

Lo que en realidad ocurre, es que el colector se posiciona de manera que la radiación solar, al proyectarse sobre un plano perpendicular a la línea focal del concentrador parabólico posea la misma dirección que el vector normal al plano de apertura del concentrador. Es decir, la radiación incidente tendrá siempre una componente contenida en el plano perpendicular a la apertura del colector que pasa por la línea focal.

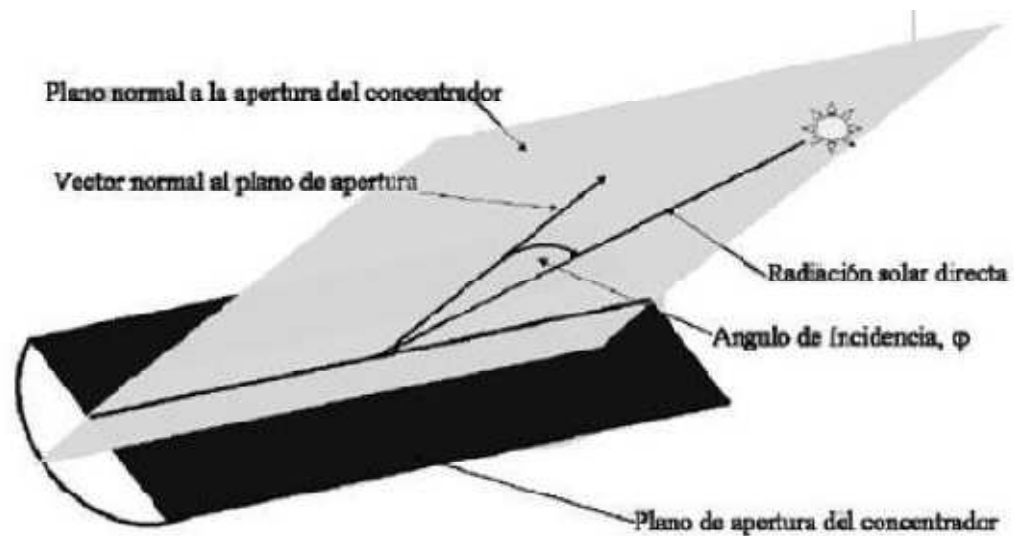


Ilustración 6.3: Planos y ángulos que describen un CCP.

Se conoce como Ángulo de Incidencia (ρ) al ángulo formado por la radiación solar directa incidente y el vector normal al plano de apertura del colector. Éste ángulo tiene gran importancia sobre el comportamiento térmico del colector puesto que limita la cantidad de radiación solar que se puede aprovechar. Cuanto menor sea dicho ángulo, se aprovecha mayor cantidad de la radiación total incidente, aumentando el rendimiento.

Datos necesarios para su obtención.

- Latitud 36.54°
- Longitud -6.12°
- Días, mes y año de diseño: 15 de junio de 2011.
- Inclinación de los colectores: 0° , lo más habitual para CCP por comodidad de manejo e instalación.
- Orientación de los colectores: Norte- Sur, ya que esta es la orientación que maximiza la producción a lo largo del año. En las latitudes donde hay buena insolación solar se ha comprobado que el ángulo relativo de los colectores respecto al sol, a lo largo de todas las horas del día, es notablemente mejor en la configuración Norte- Sur, que en la Este- Oeste, especialmente durante los meses de verano, que es cuando más energía solar se capta.
- $\rho = \arcsen 1/C$, donde C es la razón de concentración; $C = A_{\text{colector}} / A_{\text{tubo}}$ (ver tabla de características del colector escogido).

El ángulo de incidencia de la radiación solar para la orientación N-S y estas características es $\rho = 13,7^\circ$.

6.1.3. Pérdidas ópticas.

Las pérdidas ópticas de un colector son debidas a los defectos ópticos de los materiales que lo componen. La superficie del concentrador no es un reflector perfecto, ni el vidrio del tubo absorbedor es completamente transparente, ni el recubrimiento selectivo del tubo metálico es un absorbedor perfecto, ni el colector tiene una forma parabólica perfecta. Todas estas

imperfecciones acumuladas hacen que no toda la radiación incidente sobre el colector acabe siendo absorbida por el fluido térmico.

Siguiendo la trayectoria que describe un rayo desde que incide en el colector hasta que termina en el fluido, se pueden definir cuatro parámetros principales que intervienen en las pérdidas ópticas.

Reflectividad de la superficie reflectante del concentrador parabólico (ρ). Este factor describe que debido a las imperfecciones propias de la superficie reflectora y a la suciedad que ésta tenga, no toda la radiación incidente es reflejada hacia el tubo absorbedor. Los valores normales de reflectividad de un concentrador limpio están alrededor del 90%, valor que, por efecto de la suciedad, se reduce un 0,2% diariamente. La ilustración muestra un tubo absorbedor con suciedad.



Ilustración 6.4: Tubo absorbedor con suciedad.

Factor de interceptación (Ψ). No toda la radiación reflejada acaba incidiendo sobre el tubo absorbedor, es decir, hay parte de la misma que no es interceptada por la cubierta del tubo de vidrio. Las causas son diversas, desde las imperfecciones en la superficie de los espejos, errores de posicionamiento del colector o los bloqueos que pueden crear los soportes del mismo tubo absorbedor. Un valor típico de este factor es 95%, el 95% de la radiación reflejada acaba interceptando el tubo.

Transmisividad de la cubierta de cristal (τ). De aquella radiación que intercepta el tubo de vidrio, sólo una parte consigue atravesarlo. La transmisividad es el cociente entre la radiación que pasa a través de la cubierta de vidrio y la radiación total incidente sobre ella.

Un valor típico es 0,91, aunque puede ser aumentado hasta 0,96 aplicando tratamientos antirreflexivos sobre las dos caras del cristal. Debe indicarse que estos tratamientos tienen una baja resistencia a las inclemencias meteorológicas y, con el tiempo, se acaban destruyendo, con lo que la transmisividad se reduce.

Absortividad de la superficie selectiva (α). Este factor cuantifica la cantidad de radiación que consigue absorber la superficie selectiva del tubo metálico interior. Los valores típicos se encuentran entre 0,90 y 0,96.

El Rendimiento Óptico es el producto de estos cuatro factores:

$$\eta_{opt} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha$$

Los cuatro parámetros anteriores dependen del ángulo con el que la radiación incide sobre el plano de la apertura del colector. El ángulo de incidencia (ρ) es inversamente proporcional al valor de los parámetros. Por este motivo, se define un valor nominal para los cuatro parámetros, que corresponde a un ángulo de incidencia de 0° (radiación incidente perpendicular al plano de apertura del colector). Así mismo, se define el Rendimiento Óptico Pico como el mayor rendimiento que se puede obtener y es el producto de los valores nominales de los cuatro parámetros:

$$\eta_{opt,0^\circ} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \Big|_{\rho=0^\circ}$$

6.1.4. Pérdidas geométricas.

Estas pérdidas cuantifican la disminución de área efectiva de captación de los colectores.

Se dividen en dos tipos:

- Las debidas a la posición de los colectores entre sí.
- Las debidas a cada colector.

Las primeras son las pérdidas por sombras. Se deben a las sombras que una fila de colectores proyecta sobre la fila siguiente, causando que parte de su superficie no esté expuesta a la radiación solar directa. Estas pérdidas se pueden reducir, o incluso evitar, aumentando la distancia entre las filas de colectores.

El otro tipo de pérdidas son las denominadas inherentes a cada colector. Se deben a que la radiación incidente lo hace siempre con un cierto ángulo respecto a la normal del plano de apertura del colector, el ángulo de incidencia (ρ). Éste ángulo varía en función de la hora y del día del año, y provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil, como se muestra en la siguiente ilustración.

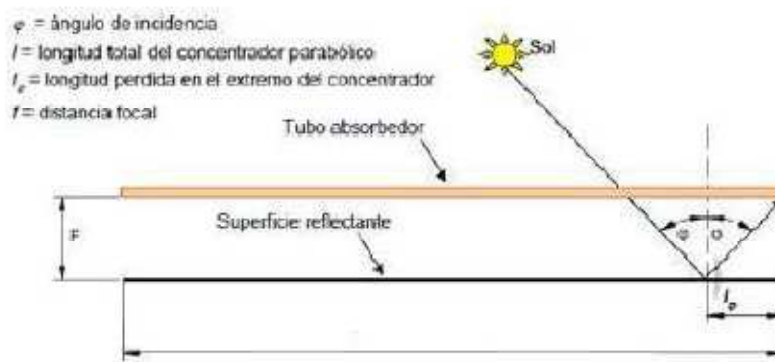
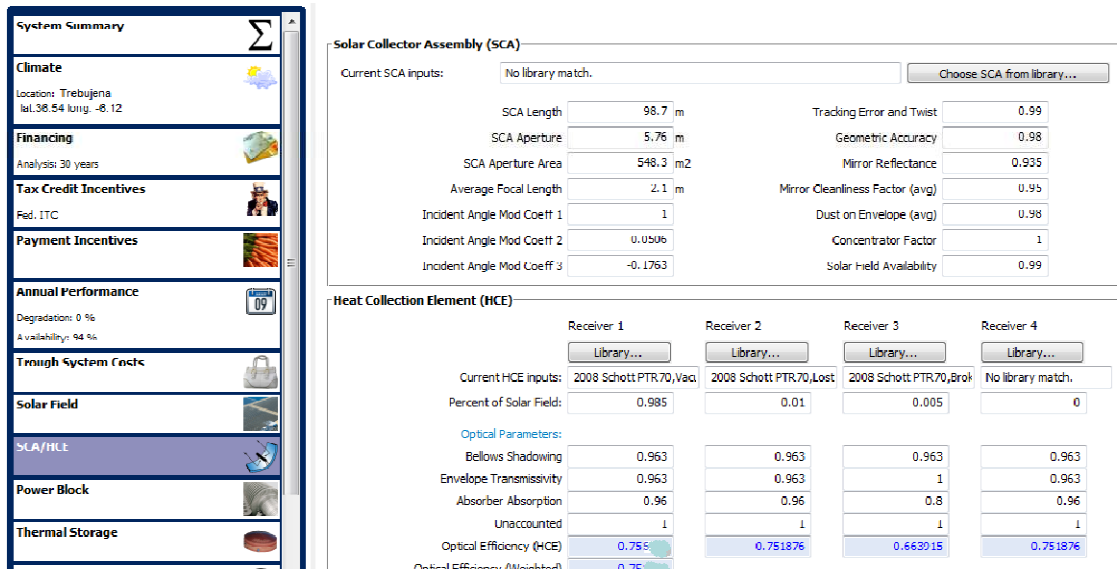


Ilustración 6.5: Descripción de las pérdidas inherentes a cada colector.

Como se observa en la figura anterior, debido al ángulo de incidencia existe una zona al final del colector que, aunque recibe radiación, la refleja más allá de donde acaba el tubo y, por tanto, nunca será interceptada por el mismo.

Tanto las pérdidas ópticas como las geométricas se ven afectadas por el ángulo de incidencia: son mínimas cuando el ángulo es 0° y máximas cuando es 90° . Existe un parámetro denominado modificador por ángulo de incidencia, $K(\rho)$, que cuantifica el efecto del ángulo de incidencia sobre el rendimiento del colector y, por tanto, es una medida de todas las pérdidas ópticas y geométricas que ocurren en un colector.



System Summary

- Climate**
Location: Trebujena
lat: 36.54 long: -6.12
- Financing**
Analysis: 30 years
- Tax Credit Incentives**
Fed. ITC
- Payment Incentives**
- Annual Performance**
Degradation: 0 %
Availability: 94 %
- Trough System Costs**
- Solar Field**
- SCA/HCE**
- Power Block**
- Thermal Storage**

Solar Collector Assembly (SCA)

Current SCA inputs: No library match. [Choose SCA from library...](#)

SCA Length	98.7 m	Tracking Error and Twist	0.99
SCA Aperture	5.76 m	Geometric Accuracy	0.98
SCA Aperture Area	548.3 m ²	Mirror Reflectance	0.935
Average Focal Length	2.1 m	Mirror Cleanliness Factor (avg)	0.95
Incident Angle Mod Coeff 1	1	Dust on Envelope (avg)	0.98
Incident Angle Mod Coeff 2	0.0506	Concentrator Factor	1
Incident Angle Mod Coeff 3	-0.1753	Solar Field Availability	0.99

Heat Collection Element (HCE)

	Receiver 1	Receiver 2	Receiver 3	Receiver 4
Current HCE inputs:	2008 Schott PTR.70, Vag.	2008 Schott PTR.70, Lost	2008 Schott PTR.70, Brok	No library match.
Percent of Solar Field:	0.985	0.01	0.005	0
Optical Parameters:				
Bellos Shadowing	0.963	0.963	0.963	0.963
Envelope Transmissivity	0.963	0.963	1	0.963
Absorber Absorption	0.96	0.96	0.8	0.96
Unaccounted	1	1	1	1
Optical Efficiency (HCE)	0.755	0.751876	0.663015	0.751876
Optical Efficiency (Maintained)	0.75			

Ilustración 6.6: Cálculo pérdidas ópticas y geométricas SAM.

El conjunto de pérdidas que hay que cuantificar, tanto ópticas como geométricas, tiene un valor de $\eta = 0,755$ para el captador concretamente seleccionado para esta aplicación.

6.1.5. Pérdidas térmicas.

Las pérdidas térmicas se producen a lo largo del circuito por donde se mueve el fluido térmico, principalmente en los tubos absorbedores y los tramos de tuberías del campo de colectores. De entre estos dos lugares, las pérdidas más importantes son aquellas que se producen en el tubo absorbedor y son las que se describen a continuación y son las siguientes:

- Conducción a través de los soportes del tubo.
- Pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo metálico a la cubierta de vidrio.
- Pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente.

De todas estas pérdidas, las primeras se pueden considerar despreciables y, además, en aquellos absorbedores que tengan vacío entre el tubo de vidrio y el metálico, las pérdidas térmicas por convección no existen. Por tanto, las pérdidas térmicas que se producen en un tubo absorbedor son las que se representan en la siguiente ilustración.

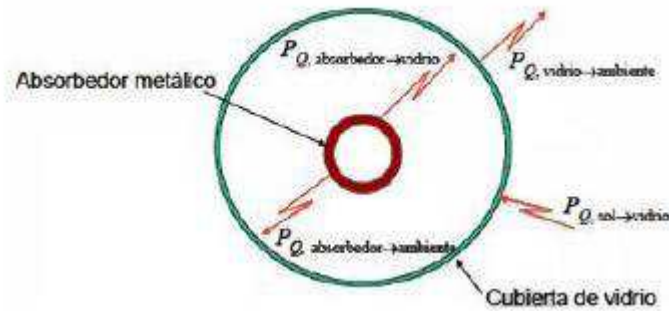


Ilustración 6.7: Descripción de las pérdidas térmicas en un tubo absorbedor.

$P_{Q, \text{absorbedor} - \text{ambiente}}$. Pérdidas térmicas por radiación en el tubo metálico absorbedor.

$P_{Q, \text{absorbedor} - \text{vidrio}}$. Pérdidas térmicas por conducción y convección entre el tubo metálico absorbedor y la cubierta de vidrio.

$P_{Q, \text{vidrio-ambiente}}$. Pérdidas térmicas por convección y radiación desde la cubierta de vidrio del tubo absorbedor al ambiente.

$P_{Q, \text{sol} - \text{vidrio}}$. Flujo de energía radiante proveniente del Sol que es absorbida por la cubierta de vidrio del tubo absorbedor.

A pesar de que todas estas pérdidas describen el funcionamiento térmico del colector y pueden ser calculadas analíticamente, en la práctica las pérdidas térmicas globales de un CCP suelen calcularse mediante un coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente (ULabs). El valor de dicho coeficiente se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_{Q \text{ colector} - \text{ambiente}} = P_{Q \text{ absorbedor} - \text{ambiente}} + P_{Q \text{ absorbedor} - \text{vidrio}} = (ULabs * \pi * d_0 * L * (T_{abs} - T_{amb}))$$

Donde:

- T_{abs} es la temperatura media del tubo absorbedor metálico.
- T_{amb} es la temperatura ambiente.
- d_0 es el diámetro exterior del tubo metálico absorbedor.
- L es la longitud del tubo absorbedor.

El valor del coeficiente global se debe determinar experimentalmente, realizando distintos ensayos de pérdidas térmicas sobre el colector en el rango de temperaturas para el cual ha sido diseñado. Es usual que dicho coeficiente se exprese por unidad de área del tubo absorbedor. En la siguiente ilustración se muestra de forma sencilla las pérdidas que sufre el proceso completo.

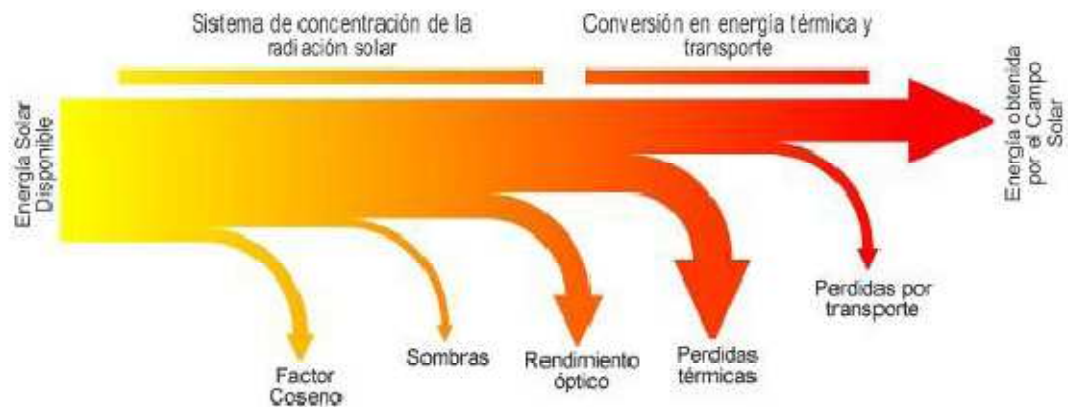


Ilustración 6.8: Pérdidas conjunto completo.

6.1.6. Tipo de colector.

Como ya se ha comentado, se ha seleccionado el EUROTROUGH ET 100 y en la siguiente ilustración se muestra un resumen de sus características:

Características del colector EUROTROUGH – 100	
Ancho de Parábola (m)	5,76
Longitud total de cada colector (m)	98,7
Número de módulos por colector	8
Diámetro exterior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,07
Diámetro interior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,065
Area neta de apertura debida a los espejos en cada colector (m2)	548,3
Rugosidad cara interna tubo absorbedor (μm)	20
Reflectividad nominal de los espejos, r	0,93
Transmisividad de la cubierta de vidrio del absorbedor, t	0,95
Absorptancia del recubrimiento selectivo, a	0,95
Factor de interceptación por errores opticos y de montaje, g1	0,90
Rendimiento óptico pico: $r \times t \times a \times g1 \times g2$	0,755
Modificador por ángulo de incidencia:	
$K(\varphi) = 1 - [(2,859621E-5 \cdot \varphi^2 + 5,25097E-4 \cdot \varphi) / \cos(\varphi)]$ (φ en grados)	
Pérdidas térmicas:	
$Q_L = 0,00154 \cdot \Delta T_2 + 0,2021 \cdot \Delta T - 24,899 + [(0,00036 \cdot \Delta T_2 + 0,2029 \cdot \Delta T + 24,899) \cdot (E_d / 900) \cdot \cos(\varphi)]$	
Siendo ΔT el incremento de temperatura entre el fluido y el ambiente. Esta expresión dan las pérdidas térmicas en W por metro longitudinal de colector.	

Tabla 6.1 : Características del colector Eurotrough

6.1.6.1. Tipo de aceite.

Una vez se ha seleccionado el tipo de colector que se desea usar, se debe escoger el tipo de aceite que va a circular por el campo de colectores, no existen muchos aceites minerales que aguanten tan altas temperaturas a coste razonable. Dada la gran cantidad de aceite que se va a necesitar, el aceite seleccionado como se ha comentado en la memoria es el Therminol VP-1, mezcla eutéctica de bifenilo y óxido de difenilo.

Se necesita saber sus propiedades físicas para el rango de temperatura de operación, estas son la viscosidad, densidad y capacidad calorífica en función de las distintas temperaturas. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente ilustración.

Temperatura	Densidad (kg/m ³)	μ (Pa*s)	C_p (J/kg)
290	827,488	2,3051E ⁻⁰⁴	2,29
310	808,032	1,9931E ⁻⁰⁴	2,34
330	788,576	1,6811E ⁻⁰⁴	2,4
350	769,12	1,3691E ⁻⁰⁴	2,47
370	749,664	1,0571E ⁻⁰⁴	2,52
390	730,208	0,7451E ⁻⁰⁴	2,59

Tabla 6.2: Propiedades físicas del Therminol VP-1.

Todas estas propiedades dependen linealmente de la temperatura, por lo que es posible saber su valor para cada temperatura haciendo una regresión lineal.

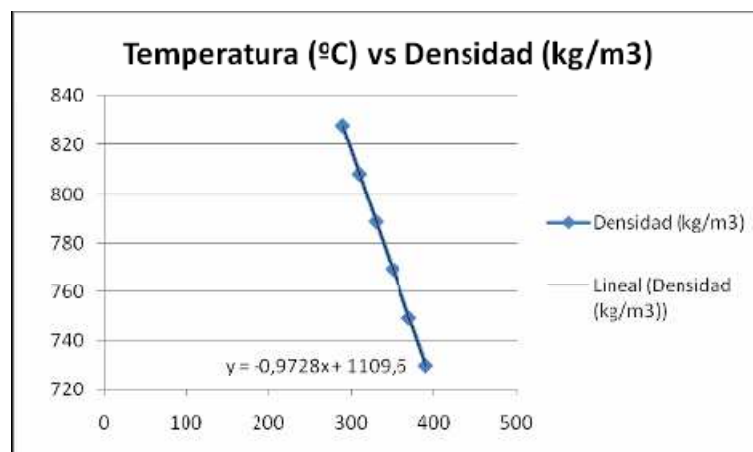


Ilustración 6.9: temperatura Vs densidad (therminol VP-1)

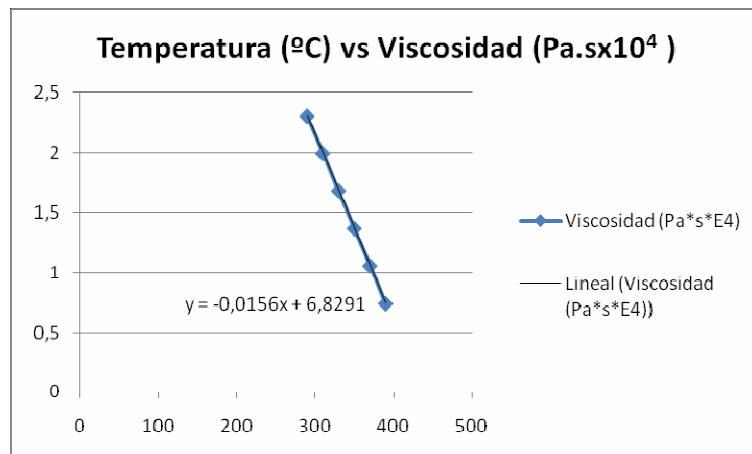


Ilustración 6.10: Temperatura Vs viscosidad (therminol VP-1).

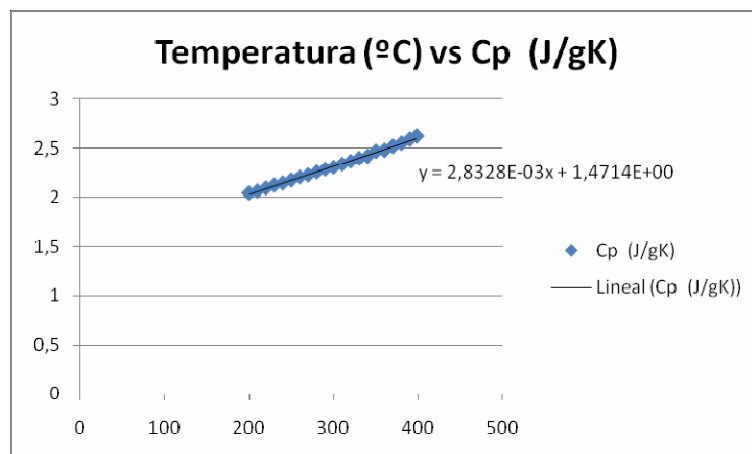


Ilustración 6.11: Temperatura Vs Cp (therminol VP-1).

6.1.6.2. Caudal que debe circular por cada uno de los colectores.

Este caudal debe ser lo suficientemente alto como para que sea capaz de disipar todo el calor absorbido por los tubos de absorción y lo suficientemente lento como para dar el incremento de temperatura deseado.

Como tanto la viscosidad como la densidad varían en función de la temperatura se debe seleccionar una temperatura media de trabajo, ésta será la temperatura media de entrada y salida en los tubos, es decir, $(290\text{ °C} + 390\text{ °C})/2 = 340\text{ °C}$

De las regresiones obtenidas anteriormente, para la temperatura media considerada se obtienen las propiedades físicas para poder calcular la velocidad del aceite en el interior de los tubos: Datos calculados a $T_m = 340\text{ °C}$.

$$\rho = -0,9728T + 1109,6 = 778,848 \text{ kg/m}^3$$

$$\mu = -0,0156T + 6,8291 = 1,53 \cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$$

Siendo D el diámetro interior del tubo por el que circula el aceite, es decir, el diámetro interior del tubo colector, que es según su tabla de características de vista anteriormente es, $D = 0,065 \text{ m}$.

6.1.6.3. Energía captada por el tubo absorbedor.

Lo primero que se debe calcular es la energía que es captada por el tubo absorbedor proveniente de los espejos cilindro parabólicos de concentración, ésta se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$P_{\text{colector-fluido}} = A_n \cdot E_d \cdot \cos(\varphi)$$

Donde:

An: área de apertura neta en el colector, viene dada en la tabla de características de colector.

La única precaución que se debe de tener a la hora de aplicar esta ecuación es que el ángulo de incidencia debe ser expresado en radianes y no en grados, por lo que la ecuación quedará finalmente:

$$P_{\text{colector-fluido}} = A_n \cdot E_d \cdot \cos(\varphi \cdot \pi / 180)$$

Obteniéndose finalmente para el punto de diseño:

$$P_{\text{colector-fluido}} = 548,3 \cdot 850 \cdot \cos(13,7 \cdot \pi / 180) = 466.051 \text{ W}$$

Es decir, en el punto de diseño el fluido recibirá 466,051 kW del colector.

Una vez se tiene claro la radiación que recibe el fluido se deben considerar las pérdidas térmicas lineales en un colector, como ya se ha indicado se ha escogido un colector "EUROTHOUGH", las pérdidas térmicas lineales se calculan a partir de la ecuación que aparece en su ficha de características, vista anteriormente.

$$Q_L = 0,00154 \Delta T^2 + 0,2021 \Delta T - 24,899 + [(0,00036 \Delta T^2 + 0,2029 \Delta T + 24,899)(E_d / 900) \cos(\varphi)]$$

Donde:

QL: pérdidas térmicas lineales en W/m.

ΔT : diferencia de temperatura entre el aceite en el interior de los tubos y el ambiente en °C.

Ed: radiación incidente en W/m².

Cos ρ = coseno del ángulo de incidencia.

Todos son datos conocidos del punto de diseño, por lo que las pérdidas lineales en un colector en el punto de diseño serán de QL = 295 W/m.

Como, según su ficha, un colector "EUROTROUGH" tiene una longitud de 98,7 m, **las pérdidas térmicas totales en un colector serán de 29,11 kW.**

Finalmente se debe considerar la modificación por ángulo de incidencia, K (ρ), que como se está trabajando en un colector "EUROTROUGH" no incluye este término en el cálculo de las pérdidas lineales. De la tabla de características del colector "EUROTROUGH" se obtiene la expresión del mismo:

$$K(\varphi) = 1 - \left[(2,859621 \cdot 10^{-5} \cdot \varphi^2 + 5,25097 \cdot 10^{-4} \cdot \varphi / \cos(\varphi)) \right]$$

Por lo cual sabiendo que para el punto de diseño ρ es 13.7°, el valor del modificador por ángulo de incidencia será: K (ρ) = 0,9871.

Con lo que ya se tienen todos los cálculos necesarios para conocer la potencia real que recibirá un colector en el punto de diseño:

$$P_{\text{colector-fluido-útil}} = P_{\text{colector-fluido}} \cdot \eta_{\text{óptico}} \cdot K(\varphi) \cdot F_e - Q_L$$

En donde todos los parámetros son conocidos a excepción de Fe, que es el factor de ensuciamiento, que considerando un plan de limpieza común para este tipo de instalaciones se puede considerar igual a 0.95. Por lo que el valor final de la potencia útil obtenida en un colector será de:

$$P_{\text{colector fluido util}} = 466,051 \cdot 0,75 \cdot 0,9871 \cdot 0,95 - 29,11 = 298,67 \text{ kW}$$

Antes de determinar cuál va a ser el número final de colectores en paralelo, se debe saber cuántos se van a colocar en serie, éstos serán los que den el salto térmico requerido, en este caso, como se ha comentado anteriormente deberá ser de 100 °C, por lo que se debe calcular el salto térmico en un colector para saber cuántos se deben colocar en serie.

Esto se calcula sabiendo que:

$$P_{\text{Colector-fluido-útil}} = q_m \cdot (H_{out} - H_{in}) = q_m \cdot \Delta H$$

Siendo, H_{out} y H_{in} la entalpía de salida y de entrada respectivamente del aceite en un colector.

Se sabe que ΔH , incremento de entalpía, se puede calcular como la integral de CP, capacidad calorífica del aceite, entre la temperatura de entrada y de salida en el colector, el valor de CP en función de la temperatura ya se estimó anteriormente en forma de ecuación lineal, cuando se calcularon todas las propiedades físicas del aceite, lo que queda por determinar en este punto son las temperaturas de entrada y salida en un colector, pero esto es justamente lo que se quiere calcular, el gradiente de temperatura en un colector, por lo tanto será este término el que se despeje de la ecuación anterior, sabiendo que:

$$\Delta H = 1,4714(T_{out} - T_{in}) + 0,5 \cdot 0,0028(T_{out}^2 - T_{in}^2)$$

Tendremos la siguiente ecuación de segundo grado:

$$298,67 = 7,8 \cdot [1,4714(T_{out} - T_{in}) + 0,5 \cdot 0,0028(T_{out}^2 - T_{in}^2)]$$

Esta ecuación no puede ser resuelta por métodos matemáticos sencillos, pero como lo que importa es el valor del incremento de temperatura y no el de las temperaturas en sí mismas, se selecciona una temperatura T_{in} cualquiera y ya se resuelve la ecuación de segundo orden de manera ordinaria. En este caso se selecciona una T_{in} de 340°, por lo que se obtendrá:

$$0,0014T_{out}^2 + 1,4714T_{out} - 757,536 = 0 \qquad T_{out} = 355,65^\circ C$$

Con lo que habrá un incremento de temperatura de $355,65^\circ - 340^\circ = 15,65^\circ C$ por colector.

Ahora bien, en función de las temperaturas de entrada y salida del aceite en el campo de colectores, 290°C y 390 °C respectivamente, se necesitan 100 °C de salto termino en una fila de colectores, por lo que será necesario $100/15,65 = 6,39$ colectores por fila.

Se ha demostrado que la forma más óptima de colocar los colectores es en forma de alimentación central con lo que es requisito indispensable que el número de colectores en serie sea par, por lo tanto se deberá modificar el número de colectores a 6.

Por tanto, ahora el incremento de temperatura es 16,66°C por colector.

Al disminuir el número de colectores se debe disminuir el caudal másico por rama, que sería:

$$P_{\text{Colector-fluido-útil}} = q_m \cdot (H_{out} - H_{in}) = q_m \cdot \Delta H$$

$$q_m = \frac{P_{\text{Colector-fluido útil}}}{\Delta H} = 7,32 \text{ kg/s}$$

Con este caudal másico se tendrá una velocidad en los tubos:

$$v = \frac{7,32 \text{ kg/s}}{778,848 \text{ kg/m}^3 \cdot \pi (0,065 \text{ m}/2)^2} = 2,83 \text{ m/s}$$

Con lo que se tendrá un Reynolds de:

$$Re = \frac{2,83 \cdot 0,065 \cdot 778,848}{1,53 \cdot 10^{-4}} = 9,37 \cdot 10^5$$

Este valor de Re es aceptable en el punto de diseño para que el régimen de circulación permita una transmisión de calor adecuada.

Finalmente para terminar con el diseño del campo de colectores se debe calcular que cantidad de colectores en paralelo es necesario conectar. Se sabe que un colector da una potencia de 298,67 kW, como se conectan 6 colectores en serie por cada lazo proporcionará una potencia de 1792,02 kW (298,67 x 6)..

- Potencia total = 235,65 MW térmicos.
- 1 lazo = 6 colectores = 1792,02 kW.
- Conclusión: (235.650 KW / 1792 kW) = 131,5 lazos = 132 lazos.

Resumiendo los datos de diseño son:

Caudal de diseño	7,32 Kg/s
Velocidad de diseño	2,83 m/s
Reynolds	9,37*10 ⁵
Colectores en serie	6
Lazos	132
Total colectores	792
Área del campo	434253 m2

Tabla 6.3: datos de diseño

6.2. Autoconsumos de la planta.

El consumo anual de las instalaciones auxiliares propias de la planta de generación se ha estimado en base a los autoconsumos que se producen en otras plantas del mismo tipo que ya están operando.

Los consumos superiores a 200kW serán conectados al embarrado de MT, mientras que los inferiores se conectarán al de BT, o en caso de ser necesario al de servicios esenciales.

Alguno de los principales autoconsumos de la planta son los siguientes:

6.2.1. Embarrado de Media Tensión.

- Bombas de HTF: $3 \cdot 2000 \text{ KW} = 6000 \text{ KW}$
- Bomba del sistema de refrigeración: 600kW
- Bomba de agua de alimentación: 600kW
- Planta de tratamiento de agua: 200kW
- Estación de regulación y medida del gas: 200kW
- Subtotal 1 = 7900 KW = 7,9 MW

6.2.2. Embarrado de Baja Tensión.

- Campo Solar (Motores de desenfoco de las parábolas): 1,3MW
- Ventilador de tiro forzado de la torre de refrigeración: $2 \cdot 150\text{kW} = 300\text{kW}$
- Bomba de condensado: 60kW
- Bomba de protección anticongelación del sistema HTF: 100kW
- Calentadores eléctricos del HTF: 10kW
- Bomba de circulación del sistema de merma: 7,5kW
- Compresor de aire: 45kW.
- Refrigeración del HTF: 5,5kW
- Alumbrado y fuerza: 50kW.
- Embarrado de tensión segura: 125kW
- Subtotal 2 = 2000 KW = 2MWe

6.2.3. Embarrado de Servicios Vitales.

El embarrado de servicios vitales tendrá unos autoconsumos aproximados de 100 kW.

Subtotal 3 = 100 KW = 0,100 MWe

Por tanto, la potencia total estimada consumida para estos autoconsumos anuales serán de 9,7 MWe.

7. CAPITULO VII: ESTIMACION DE COSTES

Obviamente es necesario realizar una estimación de costes de cada elemento de los sistemas de los que consta una central termo solar para poder maximizar el beneficio de la misma. Para ello tomaremos como base del mismo tipo que ya están operando, así como ofertas reales de equipos. El coste total de la central estará compuesto por:

7.1. Desarrollo del Proyecto, Licencias y Contratos.

Tabla 7.1: Desarrollo del Proyecto, Licencias y Contratos

1	Desarrollo , licencias y contratos	Total (€)
1.1	Adquisición de los terrenos	5.785.000
1.2	Licencias de construcción de la línea de 220kV	580.000
1.3	Estudios y mediciones geotécnicas	295.000
1.4	Licencias de construcción en el emplazamiento	1.095.000
		7.755.000

7.2. Obra Civil.

Tabla 7.2: Obra Civil.

2	Obra Civil	Total (€)
2.1	Comienzo	316.375
2.2	Servicios afectados	
2.3	zanja perimetral	506.199
2.4	Carretera principal	
2.5	Estabilización de la caliza	398.632
2.6	Tierra seleccionada	120.222
2.7	Nivelación del terreno	170.842
2.8	Cerramientos	2.195.639
2.9	Obras	
2.10	Acreditaciones	411.287
2.11	Nivelación del terreno	1.422.420
2.12	Carretera secundaria	
2.13	Estabilización de la caliza	423.942
2.14	Suelo seleccionado	120.222
2.15	Subida de nivel del suelo	234.117
2.16	Zanjas internas	1.075.673



CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA DE 49,9 MWe CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO

2.17	Agujeros de las puestas a tierra	363.831
2.18	Drenaje de lluvia y zanjais de distribución	620.094
2.19	Campo solar 1/4	
2.20	Carreteras de servicio	
2.21	Estabilización de la caliza	379.649
2.22	Tierra seleccionada	284.737
2.23	Pilotes	1.107.311
2.24	Encepado de los pilotes	249.935
2.25	Vigas	1.455.323
2.26	Campo solar 2/4	
2.27	Carreteras de servicio	
2.28	Estabilización de la caliza	379.649
2.29	Tierra seleccionada	284.737
2.30	Pilotes	1.107.311
2.31	Encepado de los pilotes	249.935
2.32	Vigas	1.455.323
2.33	Campo solar 3/4	
2.34	Carreteras de servicio	
2.35	Estabilización de la caliza	379.649
2.36	Tierra seleccionada	284.737
2.37	Pilotes	1.107.311
2.38	Encepado de los pilotes	249.935
2.39	Vigas	1.455.323
2.40	Campo solar 4/4	
2.41	Carreteras de servicio	
2.42	Estabilización de la caliza	379.649
2.43	Tierra seleccionada	284.737
2.44	Pilotes	1.107.311
2.45	Encepado de los pilotes	249.935
2.46	Vigas	1.455.323
2.47	Power Block	
2.48	Pilotes	1.252.843
2.49	Encepado de los pilotes	759.298
2.50	H.T.F.	
2.51	Pilotes	854.211
2.52	Encepado de los pilotes	1.056.691
2.53	B.O.P.	
2.54	Pilotes	626.421
2.55	Encepado de los pilotes	113.894
2.56	Edificios	
2.57	Montaje de cimientos del almacén de la línea	1.126.293
2.58	Colocación de la zona de contenedores	62.009
2.59	Naves Provisionales	987.088
2.60	Parking	113.894

2.61	Cantina y Vestuarios	537.836
2.62	Edificios de administración	284.737
2.63	Edificio principal	949.123
2.64	Balsa de evaporación	
2.65	Balsa de evaporación	1.392.048
2.66	Servicios de construcción	983.299
		33.387.000

7.3. Campo Solar.

Tabla 7.3: Campo Solar.

3	Campo solar	Total (€)
3.1	Soportes de Parábolas	2.235.000
3.2	Drive Pylons	15.365.000
3.3	Parábolas	48.850.000
3.4	Tubos	41.250.000
3.5	Cajas de Control	4.600.000
		112.300.000

7.4. Bloque de Potencia.

Tabla 7.4: Bloque de Potencia.

4	Bloque de potencia	Total (€)
4.1	Turbina-Generador	
4.2	Manufactura y suministros de la turbina de vapor	18.975.000
4.3	Descarga, instalación mecánica y comisiones	910.000
4.4	Sistema de vapor	
4.5	Tuberías	370.000
4.6	Válvulas	195.000
4.7	Aislamiento térmico	101.000
4.8	Instalación y comisiones	370.000
4.9	Otros	710.750
4.10	Sistema de agua de alimentación	
4.11	Desaireador	250.000
4.12	Bombas de agua de alimentación	930.000
4.13	HP precalentador 1	135.000
4.14	HP precalentador 2	150.000
4.15	Tuberías	23.000
4.16	Válvulas	305.000



4.17	Aislamiento térmico	35.000
4.18	Instalación y comisiones	105.000
4.19	Otros	710.750
4.20	Sistema de condensado	
4.21	Bombas de condensado	385.000
4.22	LP precalentador 1	140.000
4.23	LP precalentador 2	110.000
4.24	LP precalentador 3	125.000
4.25	Tuberías	21.000
4.26	Válvulas	53.000
4.27	Aislamiento térmico	57.000
4.28	Instalación y comisiones	171.000
4.29	Otros	710.750
4.30	Sistema de drenaje y otros	
4.31	Desgasificador y tanques de drenaje	140.000
4.32	Tuberías	22.000
4.33	Válvulas	133.000
4.34	Aislamiento térmico	81.000
4.35	Instalación y comisiones	203.000
4.36	Otros	710.750
4.37	Sistema de refrigeración para auxiliares	
4.38	Distintos equipos (Bombas...)	103.000
4.39	Tuberías	24.000
4.40	Válvulas	49.000
4.41	Instalación y comisiones	180.000
4.42	Equipos de control (PLC's) y servicios (software)	267.000
4.43	Válvulas de control	435.000
4.44	Elementos de medida de nivel y transmisores	85.000
4.45	Medidores de flujo y transmisores	262.000
4.46	Medidores de Presión y Temperatura	142.000
4.47	Accesorios de instalación	398.000
4.48	Otros	710.750
4.49	Planta de tratamiento de agua	
4.50	Módulo de tratamiento	1.329.000
4.51	Distintos equipos (Bombas...)	103.000
4.52	Sistema de muestreo	271.000
4.53	Otros	710.750
4.54	Sistema de aire comprimido	
4.55	Equipos principales (compresores, secadores, filtros)	105.000
4.56	Tuberías, instalación y comisiones	88.000
4.57	Otros	710.750
4.58	Sistema de caldera auxiliar	
4.59	Caldera	375.000

4.60	Tuberías, instalación y comisiones	60.000
4.61	Otros	710.750
4.62	Servicios	
4.63	Ingeniería y comisiones	109.000
4.64	Servicios de llave en mano (seguros, garantías...)	409.000
		34.975.000

7.5. Sistema de Fluido Térmico HTF.

Tabla 7.5: Sistema de Fluido Térmico HTF

5	Sistema de Fluido Térmico HTF	Total (€)
5.1	Sistema de generación de vapor	
5.2	Precalentador de agua de alimentación	1.496.000
5.3	Generador de vapor	4.032.000
5.4	Sobrecalentado	765.000
5.5	Recalentador	1.123.000
5.6	Descarga, Mecánica, instalación y comisiones	352.000
5.7	Circuito cerrado	
5.8	Bombas principales	1.299.000
5.9	Deposito de expansión	302.000
5.10	Tuberías	2.145.000
5.11	Válvulas	1.000.000
5.12	Aislamiento térmico	2.020.000
5.13	Descarga, Mecánica, instalación y comisiones	5.984.000
5.14	Sistema de almacenaje e intercambio	
5.15	Tanques de rebose (ullage)	1.265.000
5.16	Bombas de recirculación del rebose	95.000
5.17	Descarga, Mecánica, instalación y comisiones	215.000
5.18	Sistema de merma	
5.19	Refrigeradores de aire de merma	112.000
5.20	Bombas	45.000
5.21	Depósito de merma	78.000
5.22	instalación y comisiones	33.000
5.23	Natural gas Back-up heaters	
5.24	Back-up calentador del aceite	2.456.000
5.25	Protección de la bomba anti congelación HTF	156.000
5.26	instalación y comisiones	281.000
5.27	HTF total	4.998.000
5.28	Instrumentación y control	
5.29	Equipos de control de servicios	95.000
5.30	Medidores de flujo y transmisores	202.000
5.31	Medidores de Presión, Temperatura	148.000

5.32	Accesorios de instalación	112.000
5.33	Instrumentos de construcción	156.000
5.34	Servicios	
5.35	Ingeniería y servicios de comisión	1.565.000
5.36	Servicios de llave en mano	436.000
		32.966.000

7.6. Sistema de almacenamiento térmico (TES).

Tabla 7.6: Sistema de almacenamiento térmico (TES).

6	Sistema de almacenamiento térmico (TES)	Total (€)
6.1	Tanques de almacenamiento de sales fundidas	18.336.000
6.2	Sales fundidas	112.000
6.3	Tuberías	65.000
6.4	Válvulas	15.000
6.5	Aislamiento térmico	2.680.000
6.6	Intercambiador	1.350.000
6.7	Bombas y otro accesorios	62.000
6.8	Instrumentación	35.000
6.9	Servicios	
6.10	Ingeniería y servicios de comisión	450.000
6.11	Servicios llave en mano	145.000
		23.250.000

7.7. BOP y Servicios Comunes.

Tabla 7.7: BOP y servicios comunes

7	BOP y sistemas comunes	Total (€)
7.1	Esquema de alimentación de agua	
7.2	Conexiones al agua de irrigación	1.033.000
7.3	PTA del agua	1.122.000
7.4	Tanques	45.000
7.5	Otros equipos (Tuberías, válvula, etc.)	152.000
7.6	Sistema de aguas residuales	1.075.000
7.7	Depuradora de alta conductividad	1.125.000
7.8	Secado de lodos	360.000
7.9	Distinto equipos (bombas, tuberías, etc.)	93.000
7.10	Sistema de Nitrógeno	172.000
7.11	Sistema antincendios	
7.12	Instalación de bomba	150.000

7.13	Distribución de agua	280.000
7.14	Detección	160.000
7.15	Elementos de extinción	
7.16	Bocas de riego y mangueras	198.000
7.17	Sistema de rociadores (agua + espuma)	330.000
7.18	Extinción manual	132.000
7.19	Distintos equipos	155.000
7.20	Gas Natural alimentación, instalación y conexión	
7.21	Conexión a la red	956.000
7.22	Estación de gas	180.000
7.23	Distribución del GN dentro de la planta	378.000
7.24	Otros (prueba, normativa, etc.)	60.000
7.25	HVAC	
7.26	ventilación	78.000
7.27	Unidades de acondicionamiento de aire	81.000
7.28	OTROS	
7.29	Protección del perímetro y CCTV	166.000
7.30	Comunicaciones en el interior de la planta	190.000
7.31	Equipamiento de agua para los laboratorios	140.000
7.32	Equipo de trabajo	144.000
7.33	Equipos del edificio de administración	65.000
7.34	Instrumentación y control	
7.35	Control	85.000
7.36	Instrumentación	100.000
7.37	Ingeniería	
7.38	Ingeniería y servicios de comisiones	1.180.000
7.39	Servicios de llave en mano	210.000
7.40	Conexión a la red	14.129.000
		24.724.000

7.8. Instalación Eléctrica.

Tabla 7.8: Instalación Eléctrica.

8	Instalación eléctrica	Total (€)
8.1	Sistema de AT (220kV)	
8.2	Transformador de potencia (220/11 kV)	1.750.000
8.3	Línea aérea hasta la subestación de REE	345.000
8.4	Otros	296.000
8.5	Sistema de MT (11/6.6 kV)	
8.6	Celdas de MT	187.000
8.7	Embarrado de MT y cableado	302.000
8.8	Transformadores de SSAA (11/6,6kV)	295.000

8.9	Transformadores de distribución (6,6/0,4kV)	63.000
8.10	Celdas de MT	1.350.000
8.11	MT embarrados y cables	478.000
8.12	Otros	225.000
8.13	Sistema de BT (0,4 kV)	
8.14	Transformadores de servicios auxiliares	120.000
8.15	Celdas de BT y cuadro MCC	386.000
8.16	Líneas de BT hasta los sistemas de power block	286.000
8.17	Equipamiento variado (tierras, bandeja, etc.)	189.000
8.18	Celdas de BT / MCC	435.000
8.19	Cables de BT	1.175.000
8.20	Equipamiento variado (tierras, bandeja, etc.)	780.000
8.21	BT embarrados y cables	156.000
8.22	Celdas de BT y cuadros de MCC	175.000
8.23	BT a los equipos de HTF	245.000
8.24	Equipamiento variado (tierras, bandeja, etc.)	65.000
		9.303.000

7.9. Integración.

Tabla 7.9: Integración

9	INTEGRACIÓN	Total (€)
9.1	Integración	4.100.000
		4.100.000

7.10. Comisiones y Seguros de la Construcción.

Tabla 7.10: Comisiones y seguros de la construcción.

10	Comisiones y Seguros de Construcción	Total (€)
10.1	Entrenamiento de los operarios	250.000
10.2	Comisiones de la compra de gas	150.000
10.3	Seguros de la Construcción	2.200.000
		2.600.000

7.11. Dirección y Gestión del Proyecto.

Tabla 7.11: Dirección y Gestión del Proyecto

11	EPC MANAGEMENT	Total (€)
11.1	Dirección del proyecto	2.350.000
11.2	Presupuesto de movilización	1.355.000
11.3	Potencia constructiva	270.000
		3.975.000

7.12. Resumen del Presupuesto.

Tabla 7.12: Resumen del Presupuesto.

COSTE DE LA INVERSIÓN		
	Partidas	Total (€)
1	Desarrollo del proyecto, licencias y contratos	7.755.000
2	Obra civil	33.387.000
3	Campo Solar	112.330.000
4	Isla de potencia (Power Block)	34.975.000
5	Sistema de aceite térmico (HTF)	32.966.000
6	Sistema de Almacenamiento (TES)	24.724.000
7	BOP y sistemas comunes	23.250.000
8	Instalación eléctrica	9.303.000
9	Integración	4.100.000
10	Seguros de la construcción y comisiones de la instalación	2.600.000
11	Dirección del proyecto	3.975.000
Total (€)		289.365.000

8. CAPITULO VIII: CONCLUSIONES

Las conclusiones principales que dan respuesta a los objetivos planteados para el desarrollo del proyecto se recogen a continuación:

8.1. Emplazamiento

El hecho de seleccionar la provincia de Ciudad Real para llevar a cabo la implantación de una central solar termoeléctrica de 49,9 MWe se debe, esencialmente, a que se trata de una zona:

Deficitaria en generación de energía.

Con aumento creciente en la demanda.

Con interés por el desarrollo de centrales de generación solares termoeléctricas debido a características como su buena irradiación solar anual.

8.2. Potencia nominal de la central solar termoeléctrica

La selección de la potencia nominal de la central solar termoeléctrica (49,9 MWe), se ha determinado sobre la base del marco legal que estableció el gobierno español en el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, que limita la potencia de este tipo de instalaciones a la indicada, por encima del cual, no se aplicarían las tarifas del régimen especial. Sin estas tarifas sería muy difícil el desarrollo comercial de proyectos termoeléctricos en estos momentos.

8.3. Diseño de la central solar termoeléctrica

Se ha conseguido realizar un diseño óptimo con la elección justificada de los sistemas que configuran la planta termosolar.

Colector EUROTROUGH ET-100: Buenas cualidades ópticas precio y comportamiento ante cargas de viento.

Tubo absorbedor SCHOTT PTR70: Como se ha podido ver, cualquiera de los dos modelos de tubos absorbedores analizados cumple perfectamente con los requisitos que se le exigen a un elemento tan importante como este dentro de un colector cilindro parabólico. Para este proyecto se contará con el SCHOTT PTR 70 porque a diferencia del modelo de Siemens, este receptor se fabrica en España,

Fluido calorífico THERMINOL VP1: A las temperaturas de trabajo a las que operan los colectores cilindro parabólicos actualmente ($125^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$), el fluido de trabajo que parece más adecuado es el aceite, por tener un punto de congelación y una presión de vapor bastante adecuadas para esas temperaturas. Concretamente se empleará en la planta termosolar el Therminol VP-1, que es el aceite que se está usando en casi todos los proyectos de plantas de

tecnología HTF de cilindro parabólicos debido a sus buenas propiedades y a su precio competitivo (en comparación con el Syltherm- 800).

Apoyo de combustible fósil con Caldera auxiliar gas natural: Se va a elegir esta opción de vender la electricidad acogiéndose a la prima de referencia, luego el combustible de apoyo fósil supondrá el 15 por ciento de la producción total de electricidad. La justificación de dicha elección es porque se considera la opción más rentable económicamente hablando, para este tipo de plantas.

Sistema de Almacenamiento Térmico indirecto en dos tanques de sales fundidas. Es la solución más viable para aplicar a las plantas termosolares actuales de colectores cilindro parabólicos.

Para refrendar este dato, todas las centrales termosolares de colectores cilindro parabólicos que cuentan con un sistema de almacenamiento, que se han desarrollado en España y que se desarrollaran hasta el 2013 (datos del registro de preasignaciones), utilizan este tipo de sistemas. Como ejemplo las dos plantas Andasol o las plantas Manchasol 1 y 2, Arcosol.

Sistemas de Conversión de Potencia Ciclo Rankine: la turbina empleada será del fabricante Siemens, quien actualmente oferta turbinas capaces de trabajar con un 10 % de carga. La SST-700 es una turbina de dos carcasas consistente en dos módulos: un módulo de AP (alta presión) con reductor y otro de BP (baja presión). Se utiliza para aplicaciones de generación de energía, especialmente en ciclo combinado o centrales termo-solares. Cada módulo se puede usar independientemente o combinado en una configuración ideal

8.4. Dimensionamiento del campo solar

En cuanto al dimensionamiento y configuración del campo solar y sus componentes hemos obtenido los siguientes resultados

Resumiendo los datos de diseño son:

Caudal de diseño	7,32 Kg/s
Velocidad de diseño	2,83 m/s
Reynolds	$9,37 \cdot 10^5$
Colectores en serie	6
Lazos	132
Total colectores	792
Área del campo	434253 m ²

Tabla 8.1: datos de diseño

8.5. Presupuesto

El coste de la inversión inicial queda reflejado en la siguiente tabla.

COSTE DE LA INVERSIÓN		
	Partidas	Total (€)
1	Desarrollo del proyecto, licencias y contratos	7.755.000
2	Obra civil	33.387.000
3	Campo Solar	112.330.000
4	Isla de potencia (Power Block)	34.975.000
5	Sistema de aceite térmico (HTF)	32.966.000
6	Sistema de Almacenamiento (TES)	24.724.000
7	BOP y sistemas comunes	23.250.000
8	Instalación eléctrica	9.303.000
9	Integración	4.100.000
10	Seguros de la construcción y comisiones de la instalación	2.600.000
11	Dirección del proyecto	3.975.000
Total (€)		289.365.000

Tabla 8.2: Resumen del Presupuesto.

9. CAPITULO IX: TRABAJOS FUTUROS Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN ACTUALES EN LA TECNOLOGÍA CCP.

9.1. Trabajos Futuros

Como complemento al trabajo realizado en este proyecto, se pueden:

- Dimensionamiento del sistema de almacenamiento.
- Calculo de la potencia de bombeo del circuito solar y elección de bombas.
- Calculo del deposito de expansión de Aceite
- Calculo de los elementos eléctricos principales.
- Estrategias y definición de modos de operación
- Cálculo de la producción.

9.2. Líneas de investigación actuales en la tecnología CCP.

9.2.1. Nuevos Tubos Absorbedores.

Tubos de bajo vacío y sin soldadura vidrio-metal. La soldadura vidrio-metal será sustituida por un cierre mecánico. Estos tubos durarán más y serán más fiables, pero su eficiencia será algo menor que la de los tubos de vacío.

Nuevos tubos con vacío y soldadura vidrio-metal. Los nuevos diseños de estos tubos serán muy parecidos a los actuales de Schott y Siemens. El principal beneficio será si se logra incrementar la oferta con la introducción de nuevos fabricantes, lo que reduciría los precios.

Nuevos recubrimientos selectivos y antirreflexivos. Ya existen a nivel experimental nuevos recubrimientos selectivos con emisividad menores a 0.1 a los 500°C y alta durabilidad térmica. Lo que ocurre es que la comercialización de estos recubrimientos está pendiente aún de llevarse a cabo.

9.2.2. Nuevos diseños de estructuras soporte (colectores).

Existen varios nuevos diseños que se están actualmente desarrollando con el objetivo de reducir el coste total del colector (fabricación + montaje). Algunos de los nuevos diseños usan un tubo central sobre el que se montan los brazos soportes de los espejos. La reducción del peso no es el objetivo primordial, sino alcanzar unos costes de montaje menores sin bajar la calidad, resistencia y precisión final del colector.

9.2.3. Nuevos fluidos a emplear en los colectores cilindro parabólicos.

La tecnología HTF que usa aceite sintético es la predominante en estos momentos en las aplicaciones solares de concentración por su amplia experiencia y eficacia contrastada. Los principales inconvenientes de esta tecnología son:

- Temperatura máxima del vapor limitada (390°C).
- Contaminación en caso de fugas y riesgo de incendio.

Actualmente, dos nuevos fluidos están siendo investigados para sustituir al aceite sintético y eliminar sus inconvenientes: Las sales fundidas, (también considerada tecnología HTF) y la generación directa de vapor (GDV), de ellos ya se habló convenientemente en uno de los apartados de la memoria.

9.2.4. Nuevos sistemas de almacenamiento térmico.

Hay 3 líneas fundamentales de investigación relacionas con el almacenamiento térmico.

Calor sensible utilizando sales fundidas (< 580°C). En la actualidad, enormes sistemas de almacenamiento (1 GWht) con dos tanques de sales fundidas están siendo construidos en plantas de 50 MW de colectores cilindro parabólicos, como se ha podido ver en este proyecto, donde la central analizada cuenta con ellos. El único inconveniente que presentan es que es necesario evaluar el comportamiento a largo plazo de estos sistemas para ver como resultan.

Calor latente con sales fundidas (cambio de fase) (< 320°C). Las plantas generación directa de vapor necesitan sistemas de almacenamiento térmico que usen cambio de fase. Varias opciones para almacenamientos de este tipo están siendo investigadas actualmente, y un prototipo de 200 kWh ha sido evaluado en la Plataforma Solar de Almería.

Calor sensible con hormigón. El objetivo de estas actividades de I+D es lograr un coste específico de 20 €/kWh de capacidad. Un prototipo de 2x350 kWh ha sido ensayado en la Plataforma Solar de Almería con buenos resultados. Recientemente se ha ensayado un módulo de 400 kWh en Alemania con buenos resultados también (Greenpeace, 2009).



10. CAPITULO X: BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

10.1. Bibliografía.

- Pilkington Solar International GmbH. Survey of Thermal Storage for Parabolic Trough Power Plants. NREL/SR-550-27925, Subcontractors report, NREL.
- B. Kelly, Nexant, Inc. San Francisco; D. Kearney, Kearney & Associates. Thermal Storage Commercial Plant Design Study for a 2-Tank Indirect Molten Salt System. NREL/SR-550-40166. Subcontract report; NREL.
- Rainer Tamme, DLR - German Aerospace Center; Institute of Technical Thermodynamics. Development of Storage Systems for SP Plants. DG TREN - DG RTD Consultative Seminar "Concentrating Solar Power", Brussels, 27. June 2006
- Angela M. Patnode. Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants. Thesis for the Master of Science. University of Wisconsin-Madison.
- Sergio Relloso Lassa. COST REDUCTION STRATEGIES IN PARABOLIC TROUGH PLANTS. CSP Summit, Sener Ingeniería y Sistemas S.A.
- Dr. Franz Trieb. Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Final report, German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Section Systems Analysis and Technology Assessment.
- Dr. Michael Geyer. Overview of CSP: Cost and Performance for Central Station Systems. IEA SolarPACES.
- Ulf Herrmann, Michael Geyer. Workshop on Thermal Storage for Trough Power Systems. Presentation, FLABEG Solar International GmbH.
- Eckhard Lüpfert, Michael Geyer (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.); Wolfgang Schiel (Schlaich Bergemann und Partner (SBP)); Antonio Esteban, Rafael Osuna (INABENSA); Eduardo Zarza (CIEMAT-PSA); Paul Nava (Flabeg Solar International). EUROTROUGH DESIGN ISSUES AND PROTOTYPE TESTING AT PSA. Proceedings of Solar Forum 2001 Solar Energy: The Power to Choose
- Michael Geyer, Eckhard Lüpfert, Rafael Osuna, Antonio Esteban, Wolfgang Schiel, Axel Schweitzer, Eduardo Zarza, Paul Nava, Josef Langenkamp, Eli Mandelberg. EUROTROUGH - Parabolic Trough Collector Developed for Cost Efficient Solar Power Generation. 11th Int. Symposium on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Technologies.
- Plan de acción nacional de energías renovables de España (paner) 2011-2020. Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (idea)-Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Gobierno de España.
- Guías metodológicas para la elaboración de estudios de impacto ambiental – Ministerio de Medio Ambiente, 2000.
- "Solar power for a sustainable world. solutions to global climate change". Abengoa Solar, 2009.
- "Guía práctica de la energía solar térmica". Aven, Agencia Valenciana de la Energía, 2009.



- "Sensitivity of concentrating solar power trough performance, cost and financing with solar advisor model." blair, n.; mehos, m.; christensen, c. 2008.
- "Energía solar térmica de media y alta temperatura". castro gil, m. 2006. progensa. promotora general de estudios, s.a.
- "Energía solar térmica y de concentración: manual practico de diseño, instalación y mantenimiento" . antonio madrid vicente. 2009.
- "Eurotrough. parabolic trough collector. developed for cost efficient solar power generation". De vv.aa. 2006. nrel.
- "Centrales termoeléctricas convencionales". fernández benítez, j.a., 2004.
- "Energía solar termoeléctrica, situación actual". fresneda, a. idae, 2009. powerpoint.
- "Solar advisor model user guide for version 2.0. " gilman, p.; blair, n.; mehos, m.; christensen, c.; janjou, s.; cameron, c. 2008.
- "El sistema eléctrico español". red eléctrica de españa, 2011.
- Santiago velilla, m.a. 2008. "análisis y dimensionamiento de una central termosolar de colectores cilindro-parabólicos de 50 mw". proyecto final de carrera, universidad de zaragoza, centro politécnico superior.
- "Memorando tecnológico schott de centrales térmicas solares". schott, 2009.
- "Steam turbines for solar thermal power plants. industrial steam turbines ". siemens, 2010.
- Optimización proyectos de centrales termosolares. Santiago sabugal noviembre 2009. powerpoint.
- Desarrollo de plantas termosolares. gregorio alvarez cabreros. julio 2009. powerpoint.
- Analisis del ciclo de vida de plantas termosolares para producción de electricidad en españa. yolanda lechón perez. 2008. informe ciemat.

10.2. Referencias web.

- www.google.es
- www.googlemaps.es
- Red Eléctrica Española, www.ree.es.
- Instituto Geológico y Minero de España, www.igme.es.
- Therminol: <http://www.therminol.com/pages/products/vp-1.asp>
- GE Energy: http://www.gepower.com/.../ge.../nuovo_pignone.htm
- Plataforma solar de Almería: <http://www.psa.es>
- Siemens: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/steam-turbines/>
- NREL: <https://www.nrel.gov/analysis/sam/>
- Protermosolar: <http://www.protermosolar.com/>
- Red Eléctrica Española: <http://www.ree.es/>
- Centro de investigaciones energías renovables CIEMAT: <http://www.ciemat.es>
- Ministerio de Medio Ambiente: <http://www.mma.es>
- www.centralesternosolares.com
- www.energiza.org
- www.solarweb.net
- www.csptoday.com
- www.greenpeace.org
- www.opex-energy.com
- www.renovetec.com

11. CAPITULO XI: NORMATIVA APLICABLE

11.1. Legislación

11.1.1. Nivel estatal

Régimen Especial

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Evaluación de Impacto Ambiental

Real Decreto 2090/2008, de 22 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.

Circular 1/2008, de 7 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, de información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.

Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente.

Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

Real Decreto 1131/1988, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental.

Calidad del Aire Interior

Real Decreto 865/2003, de 4 de julio, por el que se establecen los criterios higiénico-sanitarios para la prevención y control de la legionelosis.

Atmósfera

Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.

Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Real Decreto 1073/2002, de 18 de octubre, sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente en relación con el dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, óxidos de nitrógeno, partículas, plomo, benceno y monóxido de carbono.

Real Decreto 1321/1992, de 30 de octubre, por el que se modifica parcialmente el real Decreto 1613/1985, de 1 de agosto, y se establecen nuevas normas de calidad del aire en lo referente a la contaminación por dióxido de azufre y partículas.

Real Decreto 717/1987, de 27 de mayo, por el que se modifica parcialmente el Decreto 833/1975, de 6 de febrero, y se establecen nuevas normas de calidad del aire en lo referente a contaminación por dióxido de nitrógeno y plomo.

Orden de 18 de octubre de 1976, sobre prevención y corrección de la contaminación atmosférica de origen industrial.

Orden de 10 de agosto de 1976, sobre normas técnicas para el análisis y valoración de contaminantes de naturaleza química presentes en la atmósfera.

Decreto 833/1975, de 6 de febrero, por el que se desarrolla la ley 38/1972, de 22 de diciembre, de protección del ambiente atmosférico.

Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de protección del medio ambiente atmosférico.

Aguas

Orden MAM/85/2008, de 16 de enero, por la que se establecen los criterios técnicos para la valoración de los daños al dominio público hidráulico y las normas sobre toma de muestras y análisis de vertidos de aguas residuales.

Real Decreto-Ley 4/2007, de 13 de abril, por el que se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.

Orden SCO/3719/2005, de 21 de noviembre, sobre sustancias para el tratamiento del agua destinada a la producción de agua de consumo humano.

Orden MAM/1873/2004, de 2 de junio, por la que se aprueban los modelos oficiales para la declaración de vertido y se desarrollan determinados aspectos relativos a la autorización de vertido y liquidación del canon de control de vertidos regulados en el Real Decreto 606/2003, de 23 de mayo, de reforma del Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento de Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los Títulos preliminar, I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas.

Real Decreto 606/2003, de 23 de mayo, por el que se modifica el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los Títulos preliminar, I, IV, V, VI y VIII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas.

Real Decreto 140/2003, de 7 de febrero, por el que se establecen los criterios sanitarios de la calidad del agua de consumo humano.

Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.

Real Decreto 995/2000, de 2 de junio, por el que se fijan objetivos de calidad para determinadas sustancias contaminantes y se modifica el Reglamento de Dominio Público Hidráulico, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril.

Real Decreto 2116/1998, de 2 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 509/1996, de 15 de marzo, de desarrollo del Real Decreto-ley 11/1995, de 28

de diciembre, por el que se establecen las normas aplicables al tratamiento de las aguas residuales urbanas.

Real Decreto 509/1996, de 15 de marzo, de desarrollo del Real Decreto-ley 11/1995, de 28 de diciembre, por el que se establecen las normas aplicables al tratamiento de las aguas residuales urbanas.

Real Decreto-ley 11/1995, de 28 de diciembre, por el que se establecen las normas aplicables al tratamiento de las aguas residuales urbanas.

Real Decreto 419/1993, de 26 de marzo, por el que se actualiza el importe de las sanciones establecidas en el artículo 109 de la ley 29/1985, de 2 de agosto, de aguas, y se modifican determinados artículos del reglamento del dominio público hidráulico, aprobado por el real decreto 849/1986, de 11 de abril.

Real Decreto 1315/1992, de 30 de octubre, por el que se modifica parcialmente el reglamento del dominio público hidráulico, que desarrolla los títulos preliminar I, IV, V, VI y VII de la ley 29/1985, de 2 de agosto, de aguas, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril.

Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el reglamento del dominio público hidráulico, que desarrolla los títulos preliminar, I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de aguas.

Residuos

Real Decreto 106/2008, de 1 de febrero, sobre pilas y acumuladores y la gestión ambiental de sus residuos.

Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

Real Decreto 679/2006, de 2 de junio, por el que se regula la gestión de los aceites industriales usados.

Real Decreto 208/2005, de 25 de febrero, sobre aparatos eléctricos y electrónicos y la gestión de sus residuos.

Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos

Real Decreto 1523/1999, de 1 de octubre, por el que se modifica el Reglamento de instalaciones petrolíferas, aprobado por Real Decreto 2085/1994, de 20 de octubre, y las instrucciones técnicas complementarias MI-IP03, aprobada por el Real Decreto 1427/1997, de 15 de septiembre, y MI-IP04, aprobada por el Real Decreto 2201/1995, de 28 de diciembre.

Real Decreto 782/1998, de 30 de abril por el que se aprueba el reglamento para el desarrollo y ejecución de la ley 11/1997, de 24 de abril, de envases y residuos de envases.

Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos.

Real Decreto 1427/1997, de 15 de septiembre, por el que se aprueba la instrucción técnica complementaria MI-IP 03 "Instalaciones petrolíferas para uso propio".

Real Decreto 952/1997, de 20 de junio, por el que se modifica el reglamento para la ejecución de la ley 20/1986, de 14 de mayo, básica de residuos tóxicos y peligrosos, aprobado mediante real decreto 833/1988, de 20 de julio.

Ley 11/1997, de 24 de abril, de envases y residuos de envases.

Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, por el que se aprueba el reglamento para la ejecución de la ley 20/1986, básica de residuos tóxicos y peligrosos.

Real Decreto 379/2001, de 6 de abril, por el que se aprueba el Reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias MIE APQ-1, MIE APQ-2, MIE APQ-3, MIE APQ-4, MIE APQ-5, MIE APQ-6 y MIE APQ-7.

Acuerdo de Consejo de Ministros de 1 de junio de 2001 por el que se aprueba el Plan Nacional de Residuos de Construcción y Demolición 2001-2006

Espacios naturales, fauna y flora silvestres

Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

Real Decreto 1421/2006, de 1 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la flora y fauna silvestres.

Ley 10/2006, de 28 de abril, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes.

Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes.

Real Decreto 1193/1998, de 12 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1997/1995 de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.

Ley 40/1997, de 5 de noviembre, sobre reforma de la ley 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestres.

Ley 41/1997, de 5 de noviembre, sobre reforma de la ley 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestres.

Real Decreto 1997/1995 de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.

Directiva 92/43/CEE, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.

Ley 4/1989, de 27 de marzo, de conservación de los espacios naturales y de la flora y fauna silvestre.

Directiva 79/409/CEE de Aves, de 2 de abril de 1979, relativa a la conservación de las aves silvestres.

Real Decreto 2676/1977, de 4 de marzo, por el que se aprueba el reglamento para la aplicación de la ley 15/1975, de 2 de mayo, de espacios naturales protegidos.

Vías públicas

Ley 3/1995, de 23 de marzo, de Vías Pecuarias.

Ruido

Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.

Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.

Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.

Calificación de actividades

Orden de 25 de octubre de 1965 por la que se modifica el artículo sexto de la Instrucción de 15 de marzo de 1963, complementaria del Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas de 30 de noviembre de 1961.

Decreto 3494/1964, de 5 de noviembre, por el que se modifican determinados artículos del Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas, aprobado por Decreto de 30 de noviembre de 1961.

Orden de 21 de marzo de 1964 sobre aplicación de la Instrucción de 15 de marzo de 1963 relativa al Reglamento de Actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.

Orden de 15 de marzo de 1963 por la que se aprueba una Instrucción por la que se dictan normas complementarias para la aplicación del Reglamento de Actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.

Decreto 2414/1961, de 30 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.

Suelos y Ordenación Territorial

Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la ley de suelo.

Resolución de 7 de noviembre de 2007, del Consejero, por la que se aprueba definitivamente la revisión del Plan General Municipal y el Plan Especial de Protección del Casco Histórico de Villarta de San Juan (Ciudad Real).

Orden circular 20/06 sobre Recepción de obras de carreteras que incluyan firmes y pavimentos de 22 de septiembre de 2006.

Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.

Orden FOM 891/04 de 1 de marzo de 2004, por la que se actualizan determinados artículos del PG-3/75 para obras de carreteras y puentes, relativos a firmes y pavimentos-

Orden Circular 17/2003 del 23-12-2003 sobre "Recomendaciones para el proyecto y construcción del drenaje subterráneo en obras de carreteras".

Orden Ministerial 3459/2003 de 28 de noviembre de 2003, BOE 12-12-2003.
"Norma 6.3-IC Rehabilitación de Firmes" y su modificación BOE 25-05-2004.

Orden 3460/2003 del 28 de noviembre de 2003, "Norma 6.1-IC Secciones de Firmes", Ministerio de Fomento, BOE 12-12-2003.

Orden de 27 de diciembre de 1999 por la que se actualizan determinados artículos del Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de carreteras y puentes en lo relativo a conglomerantes hidráulicos y ligantes hidrocarbonatos.

Real Decreto 1093/1997, de 4 de julio, por el que se aprueban las normas complementarias al reglamento para la ejecución de la ley hipotecaria sobre inscripción en el registro de la propiedad de actos de naturaleza urbanística.

Real Decreto 304/1993, de 26 de febrero, por el que se aprueba la tabla de vigencia de los reglamentos de planeamiento, gestión urbanística, disciplina urbanística, edificación forzosa y registro municipal de solares y reparcelaciones, en ejecución de la disposición final única del texto refundido de la ley sobre régimen del suelo y ordenación urbana.

"Capas tratadas con Cemento", Dirección General de Carreteras, Subdirección General de Construcción, 13-05-1992.

Nota informativa de la Dirección General de Carreteras "Efecto de la renovación del pavimento en la accidentalidad", de 18 de febrero de 1991.

"Firmes con capas de Gravacemento", Nota Informativa de la Dirección General de Carreteras, 11-10-1990.

Orden 14 de mayo de 1990, MOPU, BOE 23-05-1990, "Instrucción 5.2 IC Drenaje Superficial"

"Dosificación de cemento en capas de firmes y pavimentos", MOPU 12-06-1989.

"Manual para el control de fabricación y puesta en obra de mezclas bituminosas", Dirección General de Carreteras 1978.

Orden de 5 de diciembre de 1975 por la que se aprueban como oficiales los métodos de análisis de suelos y aguas.

Ley 19/1975, de 2 de mayo, de reforma de la ley sobre régimen de suelo y ordenación urbana.

11.1.2. Nivel autonómico

Evaluación de Impacto Ambiental

Decreto 47/2004, de 24 de abril, por el que se dictan normas de carácter técnico de adecuación de las líneas eléctricas para la protección del medio ambiente en Castilla La Mancha.

Decreto 152/2003, de 29 de julio, que modifica en parte el Decreto 178/1995, de 31 de octubre, de la Comisión de Actividades Clasificadas de Castilla La Mancha y adscribe la citada Comisión a la Consejería de Agricultura y Medio Ambiente.

Decreto 178/1995, de 31 de octubre, de la Comisión de Actividades Clasificadas de Castilla La Mancha.

Decreto 45/1991, de 16 de abril, de Medidas de protección del ecosistema.

Calidad del Aire Interior

Orden de la Consejería de Sanidad de la Junta de Castilla La Mancha, por la que se regulan los criterios higiénico-sanitarios que deben reunir los aparatos de transferencia de masa de agua en corriente de aire y aparatos de humectación, para la prevención de la legionelosis. Orden de 11 de junio de 2001. DOE de 16 de junio de 2001.

Suelos y Ordenación Territorial

Ley 15/2001, de 14 de diciembre, del Suelo y Ordenación Territorial de Castilla La Mancha.

Ley 12/2001, de 15 de noviembre, de Caminos Públicos de Castilla La Mancha.

Ley 13/1997, de 23 de diciembre, reguladora de la actividad urbanística de la comunidad autónoma de Castilla La Mancha.

Ley 7/1995, de 27 de abril, de Carreteras de Castilla La Mancha.

Residuos

Orden de 9 de febrero de 2001, por la que se da publicidad al Plan Director de Gestión Integrada de Residuos de la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha.

Ruidos

Decreto 19/1997, de 4 de febrero, de Reglamentación de Ruidos y Vibraciones.

Espacios naturales, fauna y flora silvestres

Ley 9/2006, de 23 de diciembre, por la que se modifica la Ley 8/1998, de 26 de junio, de conservación de la naturaleza y de espacios naturales de Castilla La Mancha.

Decreto 47/2004, de 20 de abril, por el que se dictan Normas de Carácter Técnico de adecuación de las líneas eléctricas para la protección del medio ambiente en Castilla La Mancha.

Orden de 13 de noviembre de 2003, por la que se establece el procedimiento para determinadas autorizaciones administrativas en materia de aprovechamientos forestales y tratamientos silvícolas en terrenos no gestionados por la Administración Forestal Autonómica.

Decreto 37/2001, de 6 de marzo, por el que se regula el Catálogo Regional de Especies Amenazadas de Castilla La Mancha.

Ley 8/1998, de 26 de junio, de Conservación de la Naturaleza y de Espacios Naturales de Castilla La Mancha.

Patrimonio Histórico

Ley 2/2008, de 16 de junio, de Patrimonio de la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha.



Ley 2/1999, de 29 de marzo, de Patrimonio Histórico y Cultural de Castilla La Mancha.

Decreto 93/1997, de 1 de julio, por el que se regula la actividad arqueológica en la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha.

Decreto 37/1997, de 18 de marzo, sobre prospecciones arqueológicas y utilización de aparatos detectores de metales en actividades que afecten al Patrimonio Arqueológico de la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha.

Vías públicas

Decreto 49/2000, de 8 de marzo, por el que se establece el Reglamento de Vías Pecuarias de la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha.

11.1.3. Nivel municipal

Suelos y ordenación territorial

Texto refundido 2005 (6/2003) Revisión del Plan General de Ordenación Urbana de Villarta de San Juan .

Ordenanza municipal de inspección y control urbanístico (2002).

Residuos

Anuncio número 3401 – Boletín número 94 viernes, 19 de mayo de 2006
“Aprobación definitiva de Ordenanza Reguladora de los residuos procedentes de las obras de construcción, demolición y excavación”.

Ruidos

Ordenanza Municipal de Protección Ambiental en materia de contaminación acústica publicada en el B.O.P de Villarta de San Juan del 16 de Junio de 1997.

11.2. Normativa técnica

ANSI Standards

A 13.1. Scheme for the Identification of Piping Systems

A 13.1. Scheme for the Identification of Piping Systems

A 58.1. Wind analysis.

B2.1

B16 series. Piping and accessories.

B16.5

B16.10

B16.34



B16.36

B16.104

B18 series. Screws, bolts and nuts.

B32.6M. Tubular products other pipe.

B36.19M. Stainless steel pipe.

MC96.1

TDP-1. Recommended practices for the Prevention of Water Damage to Steam Turbines.

API, Specifications.

Spec. 6D, Pipeline valves.

Spec. 5L, Line pipe.

API, Recommended practices.

RP 520. Sizing, selection and Installation of Pressure Relieving Devices.

RP 521. Inspección de dispositivos de alivio de presión.

RP 526. Válvulas de seguridad y alivio bridadas.

RP 550, parte I, sección 7.

RP 550, parte I, sección 12.

RP 560. Fired Heaters.

RP 610. Centrifugal pumps.

RP 650. Welded Steel Tanks for Oil Storage.

RP 685. Sealless Pumps.

API, Standards.

Std. 527, Seat Tightness of Pressure Relief Devices

API 2000

ASME, Boiler and Pressure Vessel Code:

Section I. Power Boilers.

Section II. Material Specifications.

Section V. Nondestructive Examination.

Section VIII. Pressure Vessels.



Section IX. Welding Qualifications.

Code Cases. Boilers and Pressure Vessels.

ASME. B31.1 Power piping

ASME. B31.3 Process piping

ASME. Standard TWDPS-1 'Recommended Practices for the prevention of Water Damage to Steam Turbines used for Electric Power Generation'

ASME Performance Test Codes:

PTC 1. General Instructions.

PTC 2. Definitions.

PTC 6. Test code for Steam turbine.

PTC 8.2. Test code for Centrifugal Pumps.

PTC 10. Compressors.

PTC 12.2. Code on Steam Condensing Apparatus.

PTC 12.3. Deaerators.

PTC 12.4. Reheaters.

PTC 14. Evaporating apparatus.

PTC 19. Measurement Instruments.

PTC 25. Pressure Relief Devices.

ASNT-TC-1A, Nondesctructive Testing Personnel Qualification

ASTM. Standards.

AWS, Welding Code

AWWA, D100

CTE-SE Código Técnico de la Edificación. Seguridad estructural.

CTE-SE-AE Código Técnico de la Edificación – Seguridad Estructural.
Acciones en la edificación.

CTE-SE-C Código Técnico de la Edificación – Seguridad Estructural.
Cimientos.

CTE-SE-F Código Técnico de la Edificación – Seguridad Estructural.
Fábrica.

CTE-SE-A Código Técnico de la Edificación – Seguridad Estructural.
Acero.

CTE-HS5 Código Técnico de la Edificación – Habitabilidad y Salubridad.
Evacuación de agua

CTE-SI Código Técnico de la Edificación. Seguridad en caso de Incendio.



DIN, Material Standards.

DIN 40430

DIN 40500

DIN 40501

DIN 43760

Real Decreto 769/1999, de 7 de mayo de 1999, dicta las disposiciones de aplicación de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, 97/23/CE relativa a los equipos de presión y modifica el Real Decreto 1244/1979, de 4 de abril de 1979, que aprobó el Reglamento de aparatos a presión.

Directiva 1999/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 1999, relativa a las disposiciones mínimas para la mejora de la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas

Directriz ATV A-127 Directriz alemana

Estándares CENELEC

CENELEC Clase HD, EN 55011. Métodos y límites RFI para equipos ISM.

EUROCÓDIGO 3: Proyecto de estructuras de acero.

Guía Técnica de Aplicación del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, editada por el Ministerio de Ciencia y Tecnología.

HEI, Heat Exchange Standards

HTRI, Heat Transfer Standards

Instrucción 5.2-IC de Drenaje Superficial. Ministerio de Fomento.

Instrucción Española de Hormigón Estructural EHE-08.

Instrucción para la recepción de cementos RC-08

Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT (5.2-IC, 5.1-IC, PG-3).

Instrucciones y Normas compañía Suministradora-Distribuidora.

NCSE-02 Norma de Construcción Sismorresistente.

Normas AISI

AISI 304

AISI 316

AISI 316L

Normas CEI

CEI 60076-1



CEI 60076-5

CEI 144 Recomendaciones para motores normalizados.

CEI 60529

CEI 60695

CEI 801 EMC para medidas y equipos de control.

CEI 60332-1 Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Ensayo de resistencia a la propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable.

CEI 60332-3 Métodos de ensayo para cables eléctricos sometidos al fuego. Ensayo de propagación vertical de la llama de cables en capas en posición vertical.

CEI 60947-4-1 Aparata de baja tensión. Parte 4-1: Contactores y arrancadores de motor. Contactores y arrancadores electromecánicos.

Norma 6.1-IC Secciones de firme.

Normas IEEE

IEEE Std 485

IEEE Std 383

IEEE Std 802.1

Normas NFC

NFC 32070-C2

NFPA Standards.

Normas NLT

NLT 113 Equivalente de arena.

NLT 123. Agua en los Materiales Bituminosos.

NLT 138 Viscosidad Saybolt en emulsiones bituminosas.

NLT 149 Resistencia al desgaste de los áridos por medio de la máquina de Los Ángeles.

NLT 161. Resistencia a la compresión simple de mezclas bituminosas.

NLT 164. Contenido de Ligante en mezclas bituminosas.

NLT 168. Densidad y huecos en mezclas bituminosas compactadas.

NLT 172 Áridos. Determinación de la limpieza superficial.

NLT 256 Ensayo de huella en terrenos.



NLT 330 Cálculo del índice de regularidad internacional, IRI, en pavimentos de carreteras.

NLT 326 Ensayo de lixiviación en materiales para carreteras (método del tanque).

NLT 334 Medida de la irregularidad superficial de un pavimento mediante la regla de tres metros, estática o rodante.

NLT 354 Índice de lajas y agujas de los áridos para carreteras.

NLT 357 Ensayo de carga con placa.

Normas NTE

Norma PMC6-10 de SAMA

Normas UNE

UNE 7050 Tamices y tamizado de ensayo.

UNE 20315 Bases de toma de corriente y clavijas para usos domésticos y análogos.

UNE 21011 Alambres de cobre recocido de sección recta circular.

UNE 21123 Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.

UNE 50266-2-4 Métodos de ensayo comunes para cables sometidos al fuego. Ensayo de propagación vertical de la llama de cables colocados en capas en posición vertical. Parte 2-4: Procedimientos. Categoría C.

UNE 53127 Plásticos celulares. Determinación de las características de combustión de probetas en posición horizontal sometidas a una llama pequeña.

UNE 103103. Determinación del límite líquido de un suelo por el método del aparato de Casagrande.

UNE 103104 Determinación del límite plástico de un suelo.

UNE 103201 Determinación cuantitativa del contenido en sulfatos solubles de un suelo.

UNE 103204 Determinación del contenido de materia orgánica oxidable de un suelo por el método del permanganato potásico.

UNE 103500 Geotecnia. Ensayo de compactación. Proctor normal.

UNE 103502 Método de ensayo para determinar en laboratorio el índice C.B.R. de un suelo.

Normas UNE indicadas en el REBT.

Normas UNE EN

UNE-EN ISO 13433:2007 Geosintéticos. Ensayo de perforación dinámica (ensayo de caída de un cono) (ISO 13433:2006)



- UNE-EN 196-2. Métodos de ensayo de cementos. Parte 2: Análisis químico de cementos.
- UNE EN 932-1 Ensayos para determinar las propiedades generales de los áridos. Parte 1: Métodos de muestreo
- UNE EN 933-1 Ensayos para determinar las propiedades geométricas de los áridos. Parte 1: Determinación de la granulometría de las partículas. Métodos del tamizado.
- UNE EN 933-2 Ensayo para determinar las propiedades geométricas de los áridos. Parte 2: Determinación de la granulometría de las partículas. Tamices de ensayo, tamaño nominal de las aberturas.
- UNE-EN 933-3. Ensayos para determinar las propiedades geométricas de los áridos. Parte 3: Determinación de la forma de partículas. Índice de lajas.
- UNE-EN 933-5. Ensayos para determinar las propiedades geométricas de los áridos. Parte 5: Determinación del porcentaje de caras de las fractura de las partículas de árido grueso.
- UNE EN 933-8 Ensayos para determinar las propiedades geométricas de los áridos. Parte 8: Evaluación de los finos. Ensayo del equivalente de arena.
- UNE-EN 933-9. Ensayos para determinar las propiedades geométricas de los áridos. Parte 9: Evaluación de los finos. Ensayo de azul de metileno.
- UNE EN 1097-2 Ensayos para determinar las propiedades mecánicas y físicas de los áridos. Parte 2: Métodos para la determinación de la resistencia a la fragmentación.
- UNE-EN 1097-5 Ensayos para determinar las propiedades mecánicas y físicas de los áridos. Parte 5: Determinación del contenido en agua por secado en estufa.
- UNE EN 1329-1 Sistemas de canalización en materiales plásticos para evacuación de aguas residuales (a baja y a alta temperatura) en el interior de la estructura de los edificios. Poli (cloruro de vinilo) no plastificado (PVC U). Parte 1: Especificaciones para tubos, accesorios y el sistema.
- UNE EN 1401-1 Sistemas de canalización en materiales plásticos para saneamiento enterrado sin presión. Poli (cloruro de vinilo) no plastificado (PVC-U). Parte 1: Especificaciones para tubos, accesorios y el sistema.
- UNE-EN 1452 Sistemas de canalización en materiales plásticos para conducción de agua. Policloruro de vinilo no plastificado (PVC-U).
- UNE EN 1561 Fundición. Fundición gris.
- UNE EN 1563 Fundición. Fundición de grafito esferoidal.
- UNE-EN 1744-1. Ensayos para determinar las propiedades químicas de los áridos. Ensayos para determinar las propiedades químicas de los áridos. Parte 1: Análisis químico.



UNE EN 12697-3 Mezclas bituminosas. Métodos de ensayo para mezcla bituminosa en caliente. Parte 3: Recuperación de betún: Evaporador rotatorio.

UNE-EN 13501. Clasificación de los productos de la construcción y de los elementos constructivos en función de sus propiedades de reacción y resistencia frente al fuego.

UNE EN 60044 Transformadores de medida.

UNE EN 60051 Instrumentos de medida eléctricos con indicación analógica por acción directa y sus accesorios

UNE EN 60071-1 Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.

UNE EN 60071-2 Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.

UNE EN 60099-5 Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización.

UNE-EN 60228 Conductores de cables aislados.

UNE-EN 60269 Fusibles de baja tensión.

UNE-EN 60332-1-2 Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Parte 1-2: Ensayo de resistencia a la propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable. Procedimiento para llama premezclada de 1kW.

UNE EN 60439 Conjuntos de aparamenta de baja tensión.

UNE-EN 60669 Interruptores para instalaciones eléctricas fijas, domésticas y análogas.

UNE EN 60695-11-10 Ensayos relativos a los riesgos del fuego. Parte 11-10: Llamas de ensayo. Métodos de ensayo horizontal y vertical a la llama de 50 W.

UNE EN 60695-11-20 Ensayos relativos a los riesgos del fuego. Parte 11-20: Llamas de ensayo. Métodos de ensayo a la llama de 500 W.

UNE EN 60707 Inflamabilidad de materiales sólidos no metálicos expuestos a fuentes de llama. Lista de métodos de ensayo.

UNE-EN 61347-1:2002 Dispositivos de control de lámpara. Parte 1: Requisitos generales y requisitos de seguridad.

UNE-EN 60921 Balastos para lámparas fluorescentes tubulares. Prescripciones de funcionamiento.

UNE-EN 60947 Aparamenta de baja tensión.

UNE-EN 61140 Protección contra los choques eléctricos. Aspectos comunes a las instalaciones y a los equipos.

Normas UNE EN ISO

UNE-EN ISO 62 Plásticos. Determinación de la absorción de agua. (ISO 62:2008).

UNE-EN ISO 1183 Plásticos. Métodos para determinar la densidad de plásticos no celulares

UNE EN ISO 1461. Recubrimientos galvanizados en caliente sobre productos acabados de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo. (ISO 1461:1999).

UNE EN ISO 5167-1 Medición del caudal de fluidos mediante dispositivos de presión diferencial intercalados en conductos en carga de sección transversal circular. Parte 1: Principios y requisitos generales (ISO 5167 2003).

UNE EN ISO 9773 Plásticos. Determinación del comportamiento al fuego de probetas verticales delgadas y flexibles en contacto con una llama pequeña como fuente de ignición. (ISO 9773:1998).

UNE-EN ISO 10319:2008 Geosintéticos. Ensayo de tracción de bandas anchas. (ISO 10319:2008).

UNE EN ISO 10722-1 Geosintéticos. Procedimiento de ensayo indexado para la evaluación del daño mecánico bajo carga repetida. Daño causado por material granulado. (ISO 10722:2007)

UNE EN ISO 11058 Geotextiles y productos relacionados con geotextiles. Determinación de las características de permeabilidad al agua perpendicularmente al plano sin carga. (ISO 11058:1999).

UNE EN ISO 12236 Geosintéticos. Ensayo de punzonado estático (ensayo CBR). (ISO 12236:2006)

UNE EN ISO 12956 Geotextiles y productos relacionados con geotextiles. Determinación de la medida de abertura característica. (ISO 12956:1999).

Normas ISA (Instrument Society of America)

ISA RP 12.6

ISA S18.1

ISA S75.03

ISA S5.1

PG-3 Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes.

Artículo 202 "Cementos".

Artículo 213 "Emulsiones bituminosas".

Artículo 332 "Rellenos localizados".

Artículo 610 "Hormigones".

Artículo 630 "Obras de hormigón en masa o armado".



DB-HR: Documento Básico de Protección Contra el Ruido

Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Tuberías de Saneamiento de Poblaciones.

Prescripciones del Instituto de la Soldadura.

RAL 7032 color normalizado

Reglamento e Instrucciones Técnicas Complementarias sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Reglamento Técnico de Líneas Aéreas de Alta Tensión

Resolución de 18 de enero de 1988, de la Dirección General de Innovación Industrial y Tecnología, por la que se autoriza el empleo del sistema de instalación con conductores aislados, bajo canales protectores de material plástico.

Instrucción de Hormigón Estructural (EHE).

Instrucción para la Recepción de Cementos.

RC-03 para cementos CEM.

Steel Structures Painting Council (SSPC).

TEMA, Tubular Exchanger Manufacturers Association Standard

VDE 093

Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento (documento elaborado por REE).

Cableado de continua: UNE 21123.

Ley 21/1992 de 16 de julio de 1992 de Industria.

Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la infraestructura para la calidad y la seguridad industrial.

Decision No 768/2008/EC of the European Parliament and of the Council of 9 July 2008 on a common framework for the marketing of products, and repealing Council Decision 93/465/EEC.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.

Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.



Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Decreto 299/2003, de 4 de noviembre, por el que se regula el procedimiento de reconocimiento de la Condición de Instalación de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial y la creación del Registro Autonómico de las Instalaciones acogidas a dicho Régimen.

Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la infraestructura para la calidad y la seguridad industrial.

Decision No 768/2008/EC of the European Parliament and of the Council of 9 July 2008 on a common framework for the marketing of products, and repealing Council Decision 93/465/EEC.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Decreto 3151/1968, de 28 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.

Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación.

Orden de 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen las normas administrativas y técnicas para Funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.

Real Decreto-Ley 1/1998, de 27 de febrero, sobre infraestructuras comunes en los edificios para el acceso a los servicios de telecomunicación.

Real Decreto 56/1995, de 20 de enero, por el que se modifica el Real Decreto 1435/1992, de 27 de noviembre, relativo a las disposiciones de aplicación de la Directiva del Consejo 89/392/CEE, sobre máquinas.

Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.

Ley 25/1988, de 29 de julio, de Carreteras.

Ley Orgánica 1/1983, de 25 de febrero, de Estatuto de Autonomía de Castilla La Mancha.

Ley Orgánica 12/1999, de 6 de mayo, de reforma de la Ley Orgánica 1/1983, de 25 de febrero, de Estatuto de Autonomía de Castilla La Mancha.

Decreto 242/2004, de 27-07-2004, por el que se aprueba el Reglamento de Suelo Rústico de la Ley 2/1998, de 4 de junio, de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística.



Decreto 248/2004, de 14-09-2004, por el que se aprueba el Reglamento de Planeamiento de la Ley 2/1998, de 4 de junio, de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística.

Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Capítulo VI: Electricidad.

Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.

Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

Real Decreto 556/1989, de 19 de mayo, por el que se arbitran medidas mínimas sobre accesibilidad en los edificios.

Real Decreto 1630/92 (modificado por el Real Decreto 1328/95), por el que se dictan disposiciones para la libre circulación de productos de construcción, en aplicación de la Directiva 89/106/CEE; en particular, en lo referente a los procedimientos especiales de reconocimiento se estará a lo establecido en su artículo 9.

Orden Circular 299/1989 del 23 de febrero de 1989, "Recomendaciones sobre mezclas bituminosas en caliente"

Orden Circular 294/1987 T "Recomendaciones sobre riegos con ligantes hidrocarbonatos", del 28 de mayo de 1987.

Pliego General de Condiciones para la Recepción de ladrillos cerámicos en las obras de construcción.

Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para la Recepción de bloques de hormigón en las obras de construcción.